

31

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉTODO DINÁMICO PARA EL CONTROL DE POZOS

2003/07

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
**INGENIERO PETROLERO**  
P R E S E N T A  
**SILVIA ALEJANDRA ROBLERO NÚÑEZ**

ASESOR: M. I. JOAQUIN MENDIOLA SÁNCHEZ



MÉXICO, D.F.

JUNIO, 2001



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA



FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-703

UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MEXICO

**SRITA. SILVIA ALEJANDRA ROBLERO NUÑEZ**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Joaquín Mendiola Sánchez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**METODO DINAMICO PARA EL CONTROL DE POZOS**

- I INTRODUCCION**
- II EQUIPO PARA EL CONTROL DE POZOS**
- III FUNDAMENTOS TEORICOS Y PROCEDIMIENTOS  
PARA EL CONTROL DE POZOS**
- IV METODO DINAMICO PARA EL CONTROL DE POZOS**
- V PROBLEMAS ESPECIALES**
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES  
BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"**

Cd. Universitaria, D. F., a 1 de junio de 2001

EL DIRECTOR

**ING. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFB\*RLLR\*gtg

P

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



## FACULTAD DE INGENIERÍA

### DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Alumna: SILVIA ALEJANDRA ROBLERO NÚÑEZ

Tesis: MÉTODO DINÁMICO PARA EL CONTROL DE POZOS

Director de tesis: M. I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ

#### JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE

DR. DANIEL GARCÍA GAVITO

*Daniel García Gavito*

VOCAL

M. I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ

*JMS*

SECRETARIO

M. I. MARIO BECERRA ZEPEDA

*Mario Becerra Zepeda*

PRIMER SUPLENTE

M. I. JOSE MARTÍNEZ PEREZ

*Jose Martínez Pérez*

SEGUNDO SUPLENTE

M. I. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO

*Nestor Martínez Romero*





Esta Tesis fué impresa en:

*Reséndiz*

Impresores

República de Cuba No. 99 6  
Col. Centro Histórico  
México 06010, D.F.  
Tel: 512-1534

---

## *AGRADECIMIENTOS*

---

**A mi madre**, una señora admirable quien me ha enseñado a seguir adelante y superar todas las contrariedades, quien me ha dado todo su cariño y amor, quien siempre ha estado y estará a mi lado, quien a compartido conmigo todos mis éxitos y fracasos y que me ha tenido toda la paciencia del mundo enseñándome con amor a ser mejor cada día, le dedico este triunfo. Sin ti no lo hubiera podido lograr, esto es tuyo mamita linda...

**A mi hermano Octavio**, quien con su inocencia y alegría me ha brindado un mundo de sorpresas...

**A mi hermana Karla**, quien con su bondad y cariño siempre me ha protegido y con quien he compartido toda mi vida...

**A México** quien me ha permitido realizar todos mis estudios y en particular a la Universidad Nacional Autónoma de México quien me ha brindado el conocimiento...

**Al Ing. Mario Becerra**, quien además de ser un excelente profesor ha sido un gran amigo...

**Al Dr. Fernando Samaniego**, un digno ejemplo a seguir, le agradezco todas sus atenciones...

**A los Ings. Heron Gachuz, Carlos Lira, Joaquín Mendiola, Jose Martínez, Jose Luis**, quienes me han brindado su apoyo...

**A mis grandes amigos Oswaldo Espínola y Efraín Ramírez**, quienes siempre han confiado en mi y en quienes siempre he confiado...

**A Gonzalo**, quien me apoyo y oriento en el momento mas difícil de mi carrera...

**Y a toda aquella gente** que me ha brindado su amistad...

**GRACIAS.**

Los sueños son el fin que el trabajo alcanza...

---

**ÍNDICE.**

	Página
<b>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 2 EQUIPO PARA EL CONTROL DE POZOS</b>	<b>4</b>
Control de la densidad del fluido de perforación	4
Preventores	7
Equipo para el control de la presión	24
Válvulas	28
Accesorios para preventores anulares	31
Preventores para tuberías de perforación	34
Preventores de fondo	37
Diseño del arreglo de preventores	38
Estranguladores	43
Múltiple de estrangulación (manifold)	47
Prueba de preventores (testing)	49
Equipo auxiliar	52
<b>CAPÍTULO 3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL CONTROL DE POZOS</b>	<b>59</b>
Introducción a las manifestaciones	59
Causas de las manifestaciones	60
Señales de advertencia de manifestaciones	64
Procedimientos de cierre	66

---

---

Responsabilidades de los miembros de la cuadrilla en los procedimientos de cierre	70
Obtención e interpretación de las presiones de cierre	70
Identificación de manifestaciones	78
Cálculos para la densidad de lodo para matar el pozo	78
Procedimientos para matar al pozo	79
Variables que afectan a los procedimientos para matar al pozo	86
Implementación del método de una circulación	92
Procedimientos para el control de pozos no convencionales	95
<b>CAPÍTULO 4    MÉTODO DINÁMICO PARA EL CONTROL DE POZOS</b>	<b>98</b>
Método dinámico para matar a un pozo	98
Fluido dinámico inicial para matar al pozo	102
Procedimiento para determinar el gasto de control del pozo	104
Programa para calcular el gasto de control	105
Procedimiento para matar al pozo	109
Ejemplo real de aplicación del método dinámico	109
<b>CAPÍTULO 5    PROBLEMAS ESPECIALES</b>	<b>121</b>
Control de pozos en aguas profundas	121
Control de pozos someros (poco profundos)	122
Manifestación debajo de la tubería de revestimiento	124
Manifestaciones después de una cementación	126
Operaciones de "snubbing" y "stripping"	129

---

---

Procedimientos para el control de las operaciones de "stripping" y "snubbing"	133
Pruebas de perforación	137
Deterioro de la sarta de perforación	139
Taponamientos de la tubería de perforación	141
<b>CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>142</b>
<b>Nomenclatura</b>	<b>144</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>147</b>
<b>Anexo A</b>	<b>148</b>

---

## FIGURAS.

Fig. 2.1 Mecanismo de cierre del preventor esférico.....	Pág. 8
Fig. 2.2 Reemplazo del elemento empacado del preventor esférico.....	Pág. 9
Fig. 2.3 Preventor Hydril "MSP".....	Pág.10
Fig. 2.4 Preventor Hydril "GK".....	Pág. 11
Fig. 2.5 Preventor Hydril "GL".....	Pág.12
Fig. 2.6 Preventor esférico Shaffer.....	Pág.13
Fig. 2.7 Preventor esférico Cameron tipo "D".....	Pág.14
Fig. 2.8 Preventor Regan "KFL".....	Pág.15
Fig. 2.9 Arietes.....	Pág.16
Fig. 2.10 Preventor de arietes Cameron tipo "F".....	Pág.18
Fig. 2.11 Preventor de arietes tipo Cameron "SS".....	Pág.18
Fig. 2.12 Preventor de arietes Cameron tipo "QRC".....	Pág.19
Fig. 2.13 Preventor de arietes Cameron tipo "U".....	Pág.20
Fig. 2.14 Preventor de arietes de agujero variable, Cameron.....	Pág.20
Fig. 2.15 Preventor de arietes Shaffer tipo "LWS".....	Pág.21
Fig. 2.16 Preventor de arietes Shaffer tipo "LWP".....	Pág.22
Fig. 2.17 Preventor de arietes Shaffer tipo "XHP".....	Pág.22
Fig. 2.18 Preventor de arietes Shaffer tipo "SL".....	Pág.23
Fig. 2.19 Preventor de arietes Hydril tipo "V".....	Pág.24
Fig. 2.20 Ilustra un carrete espaciador bridado con dos salidas laterales.....	Pág.25
Fig. 2.21 Cabezal con conexión de rosca y conexión superior de brida.....	Pág.26
Fig. 2.22 Desviador.....	Pág.26
Fig. 2.23 Cabeza rotaria.....	Pág.27
Fig. 2.24 Válvula de bola (vista de un corte transversal).....	Pág.29
Fig. 2.25 Válvula de compuerta, Cameron.....	Pág.30

---

Fig. 2.26 Válvula check.....	Pág.30
Fig. 2.27 Válvula de seguridad tipo Cameron.....	Pág.31
Fig. 2.28 Abrazadera para una conexión bridada.....	Pág.32
Fig. 2.29 Válvula macho para flecha.....	Pág.35
Fig. 2.30 Válvula tipo aleta (flapper) normal y ventilada.....	Pág.35
Fig. 2.31 Válvula de seguridad de apertura total.....	Pág.36
Fig. 2.32 Procedimientos para el control del pozo con un empacador de fondo.....	Pág.37
Fig. 2.33 Arreglo básico de preventores "BOP".....	Pág.40
Fig. 2.34 Arreglo marino típico.....	Pág.41
Fig. 2.35 Arreglo típico de desviación.....	Pág.42
Fig. 2.36 Esquema de un estrangulador de hule.....	Pág.44
Fig. 2.37 Estrangulador de acero Swaco.....	Pág.44
Fig. 2.38 Varilla y asiento Cameron.....	Pág.45
Fig. 2.39 Estrangulador Cameron.....	Pág.46
Fig. 2.40 Panel de estrangulación Cameron.....	Pág.47
Fig. 2.41 Diseño típico de un múltiple de estrangulación.....	Pág.48
Fig. 2.42 Tapón tipo cabezal.....	Pág.50
Fig. 2.43 Tapón probador tipo tazón.....	Pág.51
Fig. 2.44 Tapón probador Cameron "F" tipo tazón.....	Pág.51
Fig. 2.45 Tapón probador tipo combinación cabezal / tazón.....	Pág.52
Fig. 2.46 Acumulador.....	Pág.53
Fig. 2.47 Tanque viajero.....	Pág.55
Fig. 2.48 Esquema de un típico desgasificador atmosférico.....	Pág.57
Fig. 2.49 Separador presurizado.....	Pág.57
Fig. 3.1 Efecto de sondeo.....	Pág.63
Fig. 3.2 Presiones hidrostáticas.....	Pág.72

---

---

Fig. 3.3 Procedimiento para conocer la SIDPP si el ritmo para matar no es conocido.....	Pág.76
Fig. 3.4 Grafica de la presión en la TP con el método de una circulación.....	Pág.81
Fig. 3.5 Gráfica de la presión para el método de dos circulaciones para el control de pozo.....	Pág.82
Fig. 3.6 Gráfica de la presión en la TP con el método concurrente para el control de pozos.....	Pág.82
Fig. 3.7 Presión en el espacio anular a una profundidad de 10,000 ft.....	Pág.84
Fig. 3.8 Presión en el espacio anular a una profundidad de 15,000 ft.....	Pág.85
Fig. 3.9 Curva típica de la presión en la TR en una manifestación de gas.....	Pág.87
Fig. 3.10 Curva de ganancia en la presa para una densidad de 1.0 lb/gal.....	Pág.88
Fig. 3.11 Representación típica de los ritmos de flujo dentro y fuera.....	Pág.88
Fig. 3.12 Comparación de curvas de presión en TR para volúmenes 10, 20, y 50 bbl.....	Pág.90
Fig. 3.13 Comparación de varios incrementos de la densidad del lodo para matar al pozo.....	Pág.90
Fig. 3.14 Efecto de una densidad excesiva del lodo en la presión en el espacio anular.....	Pág.91
Fig. 3.15 (a) Diagrama de un pozo telescopiado.....	Pág.92
Fig. 3.15 (b) Gráfica de la presión estática para una sarta típica telescopiada.....	Pág.93
Fig. 3.15 (c) Efecto del cambio de diámetro del pozo sobre la presión en la TR.....	Pág.93
Fig. 3.16 Presión en la TR requerida para cerrar sobre varios volúmenes de fluido.....	Pág.96
Fig. 4.1 En un sistema pozo de alivio/ pozo descontrolado.....	Pág.99
Fig. 4.2 Gráfica de la presión del pozo contra profundidad.....	Pág.100
Fig. 4.3 Curvas del comportamiento del equipo a varios gasto de inyección.....	Pág.102
Fig. 4.4 Curvas de comportamiento del equipo para un lodo de 16.5 lb/gal.....	Pág.103
Fig. 4.5 Comportamiento de las curvas para una fase para un lodo de 16.5 lb/gal.....	Pág.104
Fig.4.6 Forma de bienvenida.....	Pág.106
Fig.4.7 Forma de datos iniciales.....	Pág.106
Fig. 4.8 Forma de datos calculados.....	Pág.107
Fig. 4.9 Forma de resultado.....	Pág.107
Fig. 4.10 Forma de ayuda del programa.....	Pág.108

---

---

Fig. 4.11 Forma muestra una pequeña introducción del programa. ....	Pág.108
Fig. 4.12 Estado mecánico del pozo Cantarell 69-I.....	Pág.116
Fig. 4.13 Determinación del gasto de gas. ....	Pág.117
Fig. 4.14 Momentum del gas y fluido de control .....	Pág.117
Fig. 4.15 Caso 1. ....	Pág.118
Fig. 4.16 Caso 2. ....	Pág.119
Fig. 4.17 Gasto de control.....	Pág.120
Fig. 5.1 Fluctuaciones en el nivel de las presas.....	Pág.122
Fig. 5.2 Efecto del tamaño de la línea de estrangulación.....	Pág.125
Fig. 5.3 Densidad equivalente debido a la fricción en la línea de estrangulación.....	Pág.125
Fig. 5.4 Circunstancias envueltas en las manifestaciones de gas a través de la cementación..	Pág.127
Fig. 5.5 La densidad alta del lodo puede causar una gran presión diferencial.....	Pág.128
Fig. 5.6 Densidades requeridas para el lodo de matar para varias profundidades.....	Pág.129
Fig. 5.7 Snubbers mecánicos.....	Pág.131
Fig. 5.8 Snubbers hidráulicos.....	Pág.132
Fig. 5.9 Diagrama del equipo usado en el método de presión para correr tubería a presión.....	Pág.135
Fig. 5.10 Entrada de la sarta de perforación dentro de la columna de fluido de la formación.....	Pág.136
Fig. 5.11 Diagrama de la posición de la herramienta de la prueba de perforación.....	Pág.138

---

---

## TABLAS.

Tabla 2.1 Aditivos para el control de la densidad.....	Pág. 6
Tabla 2.2 Elementos empacados Hydril.....	Pág. 10
Tabla 2.3 Elementos empacados de Shaffer.....	Pág. 12
Tabla 2.4 Rangos de cierre de los arietes variables.....	Pág. 20
Tabla 3.1 Indicadores de presión anormal.....	Pág. 61
Tabla 3.2 Presiones de sondeo (psi) para varios diámetros.....	Pág. 62
Tabla 3.3 Procedimiento para establecer la SIDPP si se conoce el ritmo para matar.....	Pág.74
Tabla 3.4 Procedimiento para establecer la SIDPP si no se conoce el ritmo para matar.....	Pág.75
Tabla 3.5 Guías para la evaluación del gradiente de flujo.....	Pág.78
Tabla 4.1 Resultados del cálculo de presiones a diferentes gastos.....	Pág.115

---

---

## CAPÍTULO 1.

### *“INTRODUCCIÓN.”*

Día a día los retos que enfrenta la industria petrolera son mayores y más difíciles de vencer. Los cambios tecnológicos derivados de lo anterior ocurren con mayor celeridad y trascendencia, amenazando dejar atrás a la mayoría de los involucrados en esta especialidad.

El control de pozos y prevención de reventones ha llegado a ser un tema particularmente importante en la industria petrolera por un sin número de razones.

Algunas de estas son los altos costos de perforación , las posibles pérdidas de vidas humanas, y el desperdicio de un fuente natural cuando los reventones ocurren.

En cuanto a los descontroles se refiere, se sabe que son un problema que lleva a la movilización de equipo, materiales, personal y una gran fuerza de trabajo que cuesta mucho dinero para las empresas dedicadas a la industria petrolera.

Nuestro país ha sufrido este tipo de situaciones y ha sido difícil llevar a cabo una buena planeación del control del pozo por tanto se han tenido pérdidas irreparables de materiales, equipos y hasta vidas de algunos trabajadores y sin olvidar el daño ecológico que se ha causado en los lugares que se ha presentado una contingencia de este tipo.

Una razón adicional es el incremento del número de regulaciones y restricciones gubernamentales que han tomado un particular lugar en la industria petrolera como resultado reciente de muchas publicaciones de incidentes sobre control de pozos.

Por ésta y otras razones, es muy importante que la gente relacionada con la perforación entienda los principios sobre el control de pozos y los procedimientos que deben ser seguidos para un adecuado control de un pozo.

La presente tesis describe primeramente en el capítulo 2 “Equipo para el control de pozos” las herramientas necesarias para el control de un pozo, ya que una de las partes más importantes para el control de pozos es la apropiada selección y uso del equipo que será empleado.

Este equipo no encierra solo a los preventores superficiales sino también a otros como son el lodo, el equipo de monitoreo del lodo, desgasificadores y los sistemas de mezclado de lodo.

Cuando todos estos elementos de un sistema están funcionando adecuadamente, procedimientos apropiados pueden ser ejecutados sin grandes esfuerzos para mantener el control del pozo y así prevenir reventones.

---

En el capítulo 3 "Fundamentos teóricos y procedimientos para el control de pozos" se describen los conceptos fundamentales utilizados en el control de pozos y los métodos convencionales para matar a un pozo.

Si por alguna razón se origina un brote, cuanto más pronto se detecte en la superficie y se tomen las medidas pertinentes para cada caso, menor será la magnitud y las consecuencias del mismo.

Una vez cerrado el pozo es necesario restaurar el control, para ello se han desarrollado varios métodos tendientes a equilibrar la presión de formación con la presión hidrostática del fluido de perforación.

La mayor parte de los métodos de control de pozos se fundamentan en el principio de "mantener la presión de fondo constante o ligeramente mayor a la presión de formación" impidiendo, de esta forma, la entrada de mas fluido invasor al pozo.

En el capítulo 4 "Método dinámico para el control de pozos" se describe un método no convencional para el control de pozos llamado método dinámico. Ha habido muchos intentos para desarrollar procedimientos nuevos y novedosos para el control de pozos basados en diferentes principios.

Estos procedimientos puede estar basados en problemas específicos peculiares de un área geológica. Un ejemplo de esto es la baja permeabilidad de algunas zonas o formaciones con altas presiones seguidas de estructuras de roca débil que no pueden resistir la presión hidrostática del lodo para matar al pozo.

A menudo, sin embargo, los procedimientos no convencionales son desarrollados para vencer las situaciones encontradas como resultado de un mal diseño del pozo. Estos procedimientos no convencionales, desarrollados por cualquiera que sea la razón, no son aplicables en la mayoría de la situaciones. Sus implicaciones deben ser completamente entendidas y su uso restringido.

El método dinámico para matar a un pozo es una técnica probada para matar un reventón con un fluido que no es lo suficientemente pesado para matar al pozo estáticamente.

Hay dos opciones disponibles para la inyección del fluido para matar el pozo. El fluido para matar puede ser introducido por la superficie directamente en el pozo reventado, pero cuando esto no se puede llevar a cabo, una segunda opción es perforar direccionalmente un pozo de alivio e inyectar al fluido dentro de la formación cerrando el pozo reventado.

Cualquiera que sea la opción, una predicción exacta del gasto necesario para matar al pozo es clave en la planeación y preparación en un intento por matar al pozo.

En este capítulo se describe el desarrollo del procedimiento del método dinámico para matar a un pozo y el diseño y operación de este para ser usado en campo.

Las técnicas presentadas para el diseño del sistema para matar al pozo, los fluidos utilizados, y el gasto de inyección pueden ser aplicadas en el lugar del pozo sin la necesidad de usar computadoras o complicadas matemáticas.

El capítulo 5 "Problemas especiales" describe situaciones especiales y algunos de los problemas que se pueden tener cuando estas se presentan; del mismo modo nos da soluciones para estos problemas.

Algunas de estas situaciones especiales son; control de pozos en aguas profundas, control de pozos someros, manifestaciones después de una cementación, operaciones de snubbing y stripping, deterioro de la sarta de perforación y taponamiento de la tubería de perforación.

Los capítulos 2 y 3 sirven como texto de apoyo, ya que para poder entender y aplicar exitosamente el método dinámico se requiere conocer previamente el equipo, los conceptos teóricos, y las técnicas existentes para el control de pozos.

Como se menciona anteriormente el método dinámico para el control de pozos es un método no convencional. Por lo cual no es aplicables en todas las situaciones. Sus implicaciones deben ser completamente entendidas y su uso restringido.

## CAPÍTULO 2.

### *“EQUIPO PARA EL CONTROL DE POZOS.”*

#### **CONTROL DE LA DENSIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.**

La primera herramienta disponible para el control de pozos es la presión hidrostática que ejerce el fluido de perforación en el pozo. El fluido de perforación, o lodo, es usado para prevenir posibles manifestaciones del pozo, que pudiesen transformarse en un reventón. El lodo es usado para matar dichas manifestaciones y recuperar el control del pozo. El control de la densidad del fluido de perforación es por tanto la primera consideración que debe tener en cuenta el supervisor de la perforación.

La presión hidrostática es definida como la presión ejercida por una columna de fluido. En la industria de la perforación, el fluido que generalmente es considerado es el lodo pero también podría ser gas, aire, espuma o agua. La formula para calcular la presión hidrostática es:

$$\text{Presión hidrostática} = 0.052 * \text{densidad del lodo} * \text{profundidad} \dots \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

La presión hidrostática esta en libras por pulgadas cuadradas (psi),

0.052 psi/pie/lb/gal es una constante,

La densidad del lodo esta en libras por galón, y

La profundidad es la profundidad vertical verdadera (TVD) en pies.

Ejemplo 2.1 Calcular la presión hidrostática para cada uno de los siguientes sistemas:

- (a) 10,000 pie con un lodo de 12.0 lb/gal.
- (b) 12,000 pie con un lodo de 10.5 lb/gal.
- (c) 15,000 pie con un lodo de 15.0 lb/gal.

Solución:

$$\text{Presión hidrostática} = 0.052 * \text{densidad del lodo} * \text{profundidad}$$

- (a) Presión hidrostática =  $0.052 * 12.0 \text{ lb/gal} * 10,000 \text{ pie} = 6,240 \text{ psi}$ .
- (b) Presión hidrostática =  $0.052 * 10.5 \text{ lb/gal} * 12,000 \text{ pie} = 6,552 \text{ psi}$ .
- (c) Presión hidrostática =  $0.052 * 15.0 \text{ lb/gal} * 15,000 \text{ pie} = 11,700 \text{ psi}$ .

El gradiente del lodo puede también ser usado para calcular la presión hidrostática. El gradiente del lodo es definido como la presión hidrostática por cada pie de lodo y es calculado usando la siguiente formula:

$$\text{Gradiente del lodo} = 0.052 * \text{densidad del lodo} \dots \text{Ec.2.2}$$

Donde:

El gradiente del lodo esta en psi/pie,

0.052 psi/pie/lb/gal es una constante y,

La densidad del lodo esta en libras por galón.

La presión hidrostática entonces se expresaría como:

$$\text{Presión hidrostática} = \text{gradiente del lodo} * \text{profundidad} \dots \text{Ec.2.3}$$

Esto debe de ser obvio ya que la Ec. 2.1 es la combinación de las ecuaciones 2.2 y 2.3.

**Ejemplo 2.2** Usar los gradientes del lodo para calcular la presión hidrostática ejercida a 15,000 pie con un lodo de 15.0 lb/gal.

Solución:

$$\begin{aligned} (1) \text{ Usando la Ec.2.2; Gradiente del lodo} &= 0.052 * \text{densidad del lodo} \\ &= 0.052 * 15.0 \text{ lb/gal} \\ &= 0.780 \text{ psi/pie.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} (2) \text{ Usando la Ec.2.3; Presión hidrostática} &= \text{gradiente del lodo} * \text{profundidad} \\ &= 0.780 \text{ psi/pie} * 15,000 \text{ pie} \\ &= 11,700 \text{ psi.} \end{aligned}$$

La densidad del fluido de perforación es controlada por la variación de la concentración de sólidos de alta gravedad especifica dentro del fluido. La densidad del fluido es incrementada con la adicción de dichos sólidos. La densidad es disminuida ya sea al remover los sólidos o adicionar fluidos de baja densidad para diluir la concentración de los sólidos. La tabla 2.1 lista algunos de los materiales mas comunes usados para incrementar la densidad del fluido.

La barita es el material mas comúnmente usado para el control de la densidad. Esta tiene relativamente alta su gravedad especifica y sus propiedades lo hacen ideal para ser usado en los sistemas de lodos. Se debe tener cuidado cuando la barita es tomada de fuentes desconocidas, ya que un pobre control de calidad en algunas minas puede producir un producto que es mezclado con arcillas hidratables, las cuales cuando se introducen dentro del sistema del lodo causarían incremento en la viscosidad del lodo.

Una apropiada planeación del pozo requiere que una suficiente cantidad de barita este disponible en la locación que se está perforando para matar cualquier manifestación que se pudiera presentar. Para calcular este volumen de barita adecuadamente, muchos operadores han establecido una libra por galón como medida de seguridad lo cual significa que los volúmenes de barita serán mantenidos en un nivel suficiente para incrementar la densidad del lodo presente en una libra por galón.

Este margen de seguridad esta basado en estadísticas de una compañía profesional para el control de pozos la cual muestra que para una manifestación promedio se requeriría incrementar media (0.5) libra por galón en el peso del lodo o menos. Así el margen de una libra por galón incorporará un factor de seguridad de 2 relativo para las manifestaciones promedio. La siguiente ecuación puede ser usada para calcular los volúmenes de barita requeridos:

$$\text{Libras / barril} = 1490 (W_2 - W_1) / 35.4 - W_2 \dots\dots\dots 2.4$$

Tabla 2.1 Aditivos para el control de la densidad.

ADITIVO	GRAVEDAD ESPECIFICA	DENSIDAD MÁXIMA DEL FLUIDO (LB/GAL)	NOTAS
Arcilla	2.3-2.5	12.5	Control de los efectos de la viscosidad.
Barita (regular)	4.2-4.3	22.0	Sulfato de bario.
Barita (grueso molido)	4.2-4.3	22.0	Removido con malla 80
Galena	6.8	32.0	Sulfato de plomo, solo aplicaciones especiales
Carbonato de calcio	2.7	12.0(lodos base agua) 12.5(lodos base aceite)	Caliza
Cloruro de sodio	-	12.7	La densidad es dependiente de la temperatura
Cloruro de zinc	-	17.0	La densidad es dependiente de la temperatura
Bromuro de calcio	-	15.0	-
Cloruro de zinc / cloruro de calcio	-	14.0	-
Bromuro de zinc	-	19.2	-

Donde:

Libras por barril (lb/bbl) es el número de libras de barita requeridas para incrementar la densidad de un barril de lodo.

1490 es el peso de un barril de barita.

$W_2$  es la densidad final de lodo en libras por galón.

$W_1$  es la densidad original del lodo en libras por galón, y

35.4 es la densidad de un galón de barita.

El ejemplo 2.3 ilustra el uso de la Ec. 2.4.

Ejemplo 2.3 Un pozo está siendo perforado con un lodo de 15.0 libras por galón. El volumen del agujero es de 850 barriles y el volumen de la superficie del agujero es de 350 barriles. ¿Cuántos sacos de barita deberán ser mantenidos en la locación perforada? (Asumir que un saco contiene 100 libras de barita).

Solución:

(1) Usando la Ec. 2.4

$$\text{Libras / barril} = 1490 (W_2 - W_1) / (35.4 * W_2)$$

$$W_1 = 15.0 \text{ lb/gal.}$$

$$W_2 = W_1 + 1.0 \text{ lb/gal} = 16.0 \text{ lb/gal}$$

$$\begin{aligned} \text{Libras / barril} &= 1490 (16.0 - 15.0) / (35.4 * 16) = 1490 / 19.4 \\ &= 76.8 \text{ libras / barril} \end{aligned}$$

(2)  $(850+350)$  barriles \* 76.8 libras / barril = 92,160 libras de barita

(3) 92,160 libras / 100 libras/saco = 922.6 sacos.

## PREVENTORES.

Cuando el control primario del pozo ha sido perdido debido a la insuficiente presión hidrostática del lodo, llega a ser necesario sellar el pozo para prevenir un flujo incontrolable o un reventón de los fluidos de la formación. El equipo que sella el pozo es llamado preventor. Esto consiste en preventores de tuberías de perforación diseñados para detener el flujo a través de la tubería de perforación, y preventores anulares diseñados para detener el flujo en el espacio anular. Hay numerosos tipos de elementos en un arreglo de preventores, cada elemento será descrito y algunas de sus características de diseño serán presentadas.

### Preventores anulares.

Este tipo de conjuntos de preventores está diseñado para el control del flujo de fluidos en el espacio anular y se puede hacer una composición de varios tipos con diferentes elementos de este conjunto. Algunos pueden incluir preventores esféricos, ciegos, de ariete, y de corte. Cada tipo de elemento será discutido con un criterio actual de diseño del conjunto de preventores presentado más tarde en esta sección.

### Preventores esféricos.

El primer preventor que normalmente es cerrado cuando los procedimientos de cierre son inicializados es el preventor esférico. Los cuatro partes básicas del preventor esférico son la cabeza, el cuerpo, el pistón, y elemento con pestaña de acero empacado. (Fig. 2.1).

Cuando el mecanismo de cierre del preventor es accionado, presión hidráulica es aplicada al pistón, causando que este se deslice hacia arriba y fuerce al elemento empacado para extenderse dentro del pozo alrededor de la sarta de perforación. El preventor es abierto aplicando nuevamente presión hidráulica de una manera que el pistón se deslice hacia abajo y permita al elemento empacado regresar a su posición original.

Se debe tener la precaución de asegurarse que el preventor esférico es cerrado solo cuando la sarta de perforación este dentro del pozo. Cuando la tubería no está presente, el elemento empacado de hule será sobre-esforzado intentado cerrar sobre el mismo, acortando la vida del elemento. Cuando existe una emergencia, de cualquier modo, la mayor parte de los preventores esféricos serán sellados en caso de ser necesario.

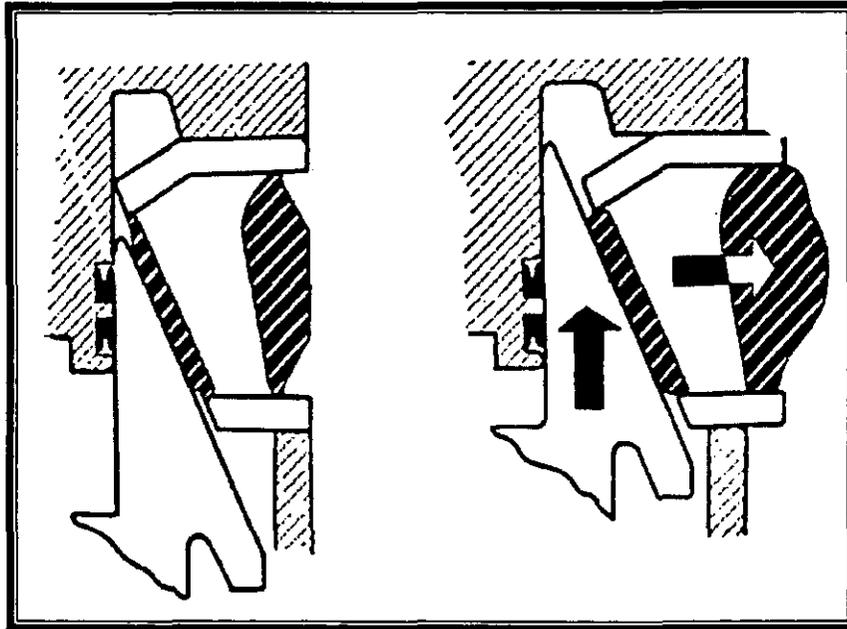


Fig. 2.1 Mecanismo de cierre del preventor esférico.<sup>1</sup>

La presión hidráulica inicial recomendada para el cierre de la mayor parte de los preventores esféricos es de 1,500 psi. Después de que el preventor es cerrado, la presión hidráulica debe ser reducida para minimizar el daño a elemento de hule. Varios fabricantes han recomendado presiones de cierre dependientes de la presión de la manifestación en la tubería después del cierre del pozo. Si la presión de cierre recomendada es desconocida, se deberá reducir la presión hidráulica hasta que el preventor permita un muy pequeño goteo alrededor de la tubería.

Mientras los procedimientos para matar el pozo están en progreso, no es siempre necesario ejercer presión hidráulica en el preventor en medida del exceso de la presión del brote. Muchos preventores esféricos, así como muchos preventores de ariete, son diseñados para utilizar las presiones del pozo para ayudarlos a mantenerse cerrados. En algunos casos, talvez se observará que el preventor permanecerá cerrado aunque virtualmente no fue aplicada la presión hidráulica.

El elemento del preventor esférico puede ser cambiado sin remover la tubería si éste elemento llegara a ser dañado durante la operación para matar el pozo. Cuando el preventor llega a ser dañado, el preventor de ariete debajo del esférico deberá ser cerrado y asegurado. El plato superior o cubierta del preventor debe ser abierta y el elemento de hule levantado hacia fuera.

Con el elemento afuera del cuerpo, se debe usar un cuchillo y romper el hule alrededor de la tubería. Después se debe cortar entre las pestañas del nuevo hule (Fig. 2.2) e instalar el elemento en orden regresivo de la anterior secuencia. Después el plato superior o cubierta es colocada y asegurado sobre el preventor entonces el preventor esférico puede ser usado otra vez para matar al pozo. Este proceso obviamente no es aplicable en operaciones submarinas. Si el acumulador está posicionado significativamente por encima de los preventores, talvez sea necesario drenar el fluido hidráulico del preventor esférico antes de que la cubierta sea colocada.

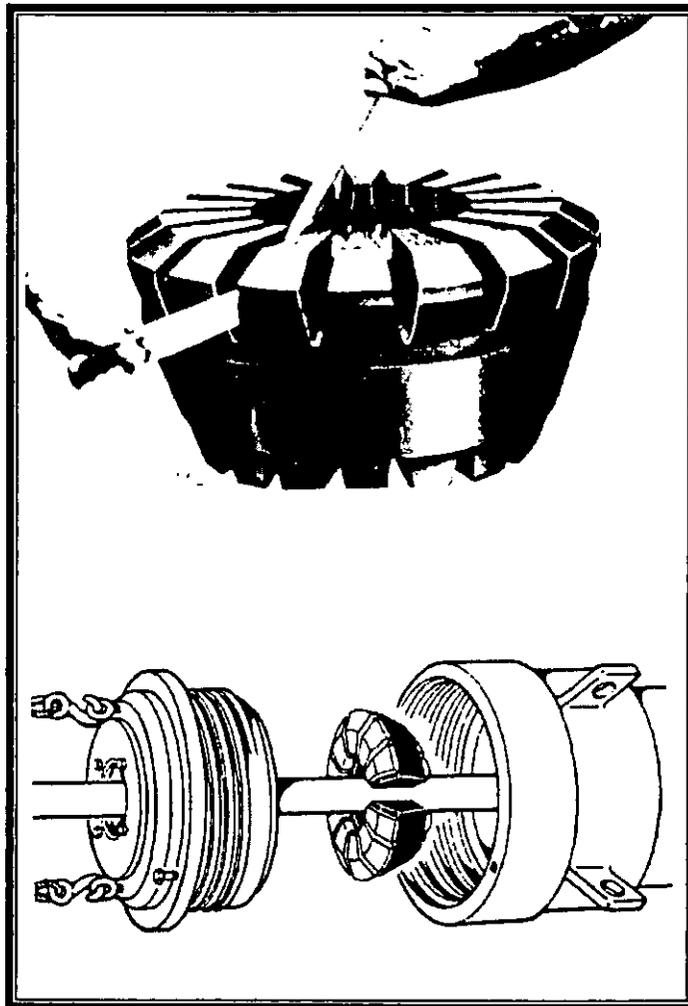


Fig. 2.2 Reemplazo del elemento empacado del preventor esférico.<sup>1</sup>

Una característica especial del diseño de los preventores esféricos es que estos permitirán operaciones como sacar y meter tubería durante el brote, manteniendo el sello durante el paso de la junta de la herramienta. A pesar de que el regulador de la presión del acumulador mantendrá una presión hidráulica constante en el elemento empacado, se debe tener precaución porque la respuesta lenta del regulador presente en uso requiere que la junta de la herramienta sea movida a través del preventor para evitar daño al elemento empacado.

Hydril Corp. fabrica varios modelos de preventores esféricos con diferentes elementos empacados disponibles para servicios específicos. La tabla 2.2 lista los elementos empacados disponibles. Cuando el modelo GL es usado en aplicaciones submarinas, tablas especiales de la presión de cierre están disponibles por los fabricantes y dependen de la profundidad del agua.

Tabla 2.2 Elementos empacados Hydril

Tipo de empaque	Código de color	Código de letra	Recomendaciones del fabricante.
Hule natural	Negro	R	Lodos base agua con menos del 5% de aceite, operando a temperaturas mayores de 30°F, aplicable para servicios con H <sub>2</sub> S.
Hule sintético	Rojo	S	Lodos base aceite con puntos de anilina entre 165°F y 245°F, aplicable a servicios con H <sub>2</sub> S, operando a temperaturas mayores de 20°F.
Neopreno	Verde	N	Lodos base aceite con temperaturas de operación entre 20°F y 30°F, aplicable a servicios con H <sub>2</sub> S.

#### Características de operación del preventor Hydril "MSP".

1. Baja presión de operación.
2. Cierre en agujero descubierto (pero no es recomendado).
3. Es usado principalmente en sistemas con desviadores.
4. Regreso automático a su posición de apertura cuando la presión de cierre es disminuida.
5. Mayor eficiencia de sellado es lograda con la presión del pozo.

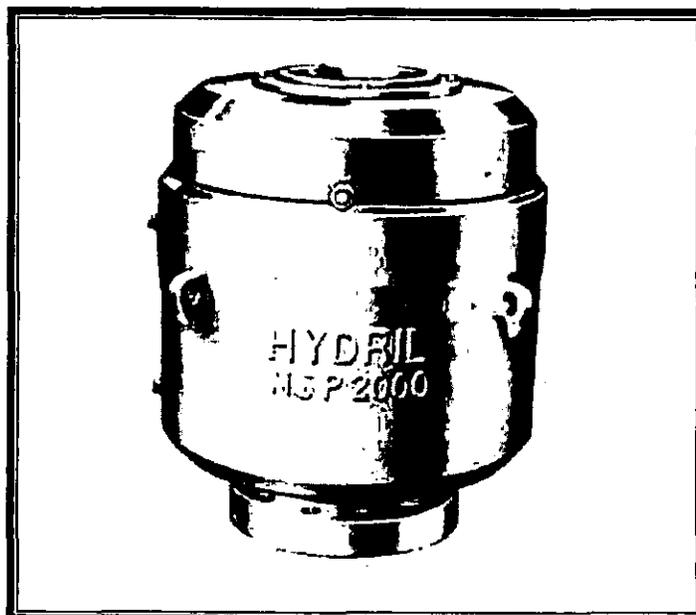


Fig. 2.3 Preventor Hydril "MSP".<sup>1</sup>

### Características de operación del preventor Hydril "GK".

1. Maneja todos los diámetros de agujeros y todos los rangos de presiones.
2. Disponible con bridas de altos rangos presión para conectar con preventores de tipo ariete de alta presión.
3. Cierre en agujero descubierto (no recomendado).
4. Mayor eficiencia de sellado es lograda con la presión del pozo.
5. Requiere altas presiones del acumulador cuando es usado en instalaciones submarinas.

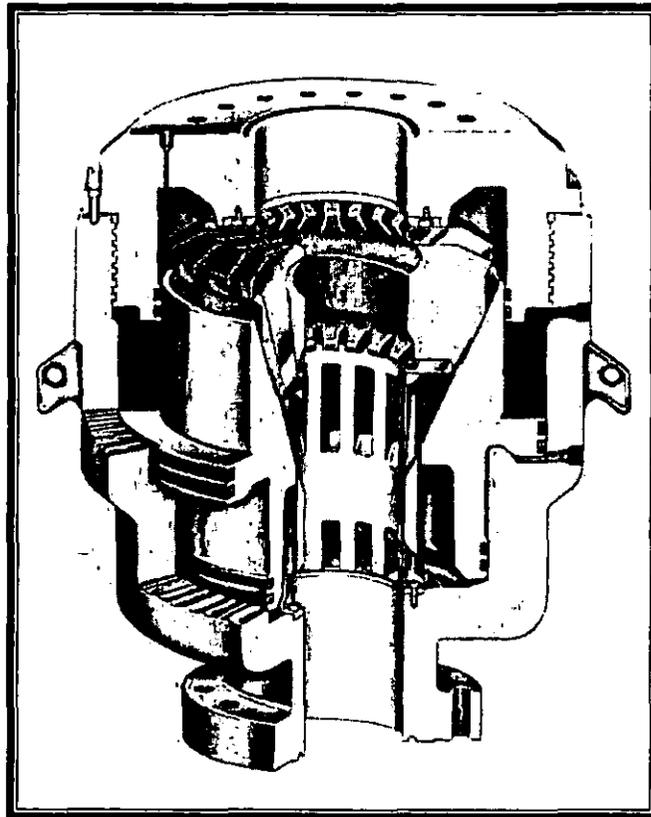
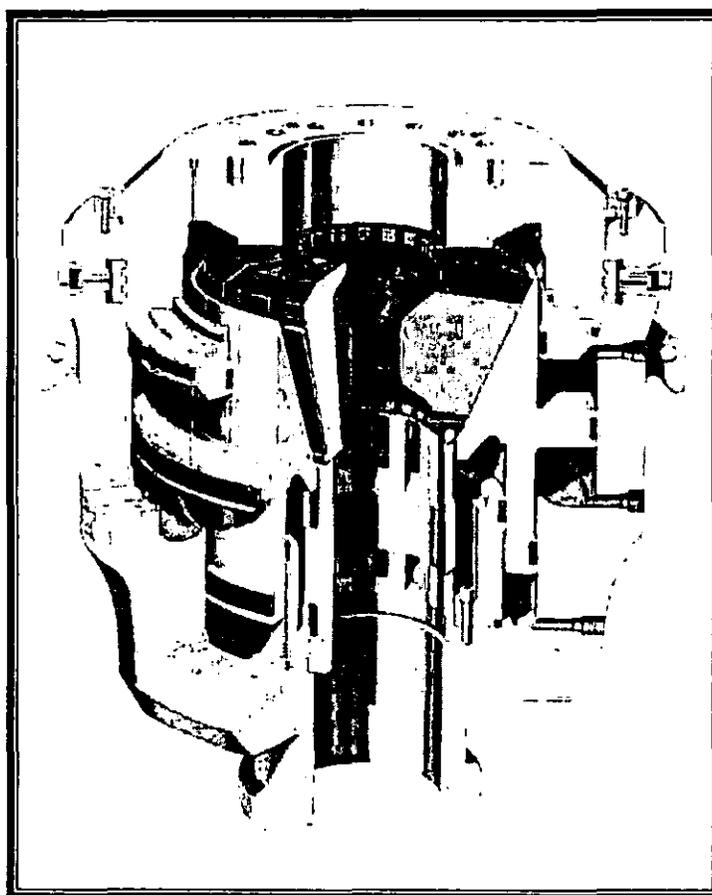


Fig. 2.4 Preventor Hydril "GK".<sup>1</sup>

### Características de operación del preventor Hydril "GL".

1. Cierre en agujero descubierto (pero no es recomendado).
2. Un poco de mayor eficiencia de sellado es lograda con la presión del pozo.
3. La cubierta es fácilmente desarmable para el cambio del elemento empacado.
4. Disponible solo en modelos de gran diámetro interior.
5. Originalmente diseñado para aplicaciones submarinas.
6. Tiene una segunda cámara diseñada para el balance de la presión hidrostática en tuberías verticales en sistemas submarinos.

Fig. 2.5 Preventor Hydril "GL".<sup>1</sup>

Shaffer, una división de la NLPetroleum Services group, fabrica unos preventores esféricos que operan con el mismo principio que los de Hydril (Fig.2.6). Sin embargo los preventores han experimentado muchos cambios de ingeniería dentro de los últimos 5 años , rigurosas pruebas de laboratorio han mostrado que la nueva versión es mas durable aún cuando las pruebas son bajos diversas presiones y condiciones de uso. La tabla 2.3 describe los elementos empaçados disponibles por la unidad Shaffer.

Tabla 2.3 Elementos empaçados de Shaffer.

Tipo de empaque	Código de color	Primer dígito o número de serie	Recomendaciones del fabricante.
Hule natural	Rojo	1 ó 2	Temperaturas bajas de operación en lodos base agua, resistencia a la abrasión
Hule sintético	Negro	3 ó 4	H <sub>2</sub> S en lodos base agua, aplicable en lodos base aceite pero corta vida de uso comparados con los de nitrilo.
Buna (nitrilo)	Azul	5 ó 6	Lodos base aceite y agua, H <sub>2</sub> S en lodos base aceite

### Características de operación del preventor esférico Shaffer.

1. Cierre en agujero descubierto (los fabricantes no recomiendan cerrar en agujero descubierto).
2. Aplicable en operaciones submarinas.
3. Ligera mayor eficiencia de sellado es lograda con la presión del pozo.

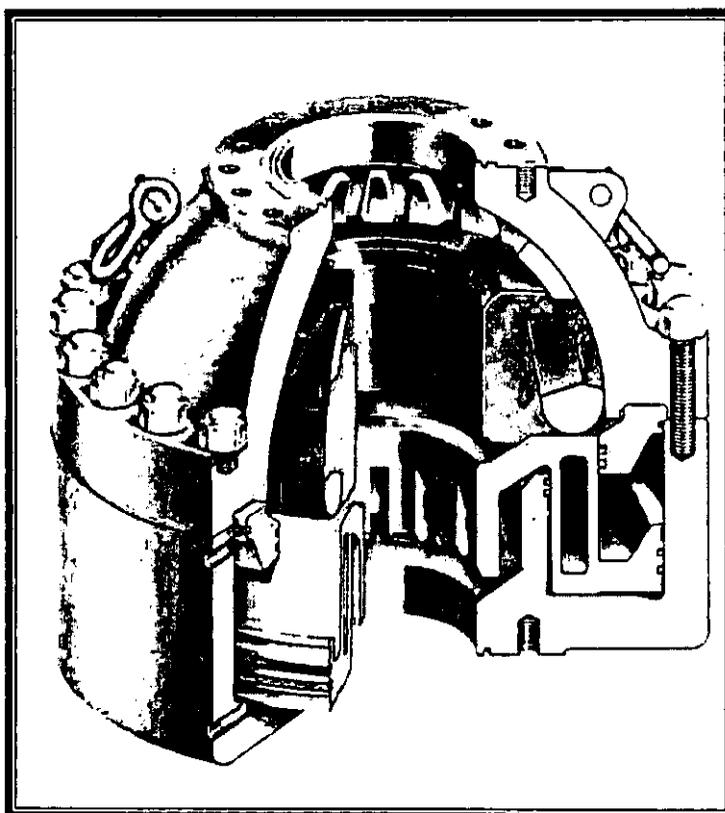


Fig. 2.6 Preventor esférico Shaffer.<sup>1</sup>

Cameron Iron Works fabrica los preventores esféricos mostrados en la Fig. 2.7. El modelo D, el cual es un rediseño de la versión del original modelo A, ha recibido extensos campos de estudio y pruebas de laboratorio desde 1971 y han exhibido características altamente deseables para las operaciones de control de pozos.

### Características de operación del preventor esférico Cameron "D".

1. Cierre en agujero descubierto ( pero no es recomendable).
2. Mayor eficiencia de sellado es lograda con la presión del pozo
3. Facilidad en la apertura del cerrojo superior permite un rápido cambio del elemento empacado.
4. Poca altura vertical.
5. Poco peso del elemento empacado.

6. Requiere menor fluido para abrir y cerrar el elemento empacado en comparación con otros modelos.
7. Características estándar adecuadas para operaciones normales o con  $H_2S$ .

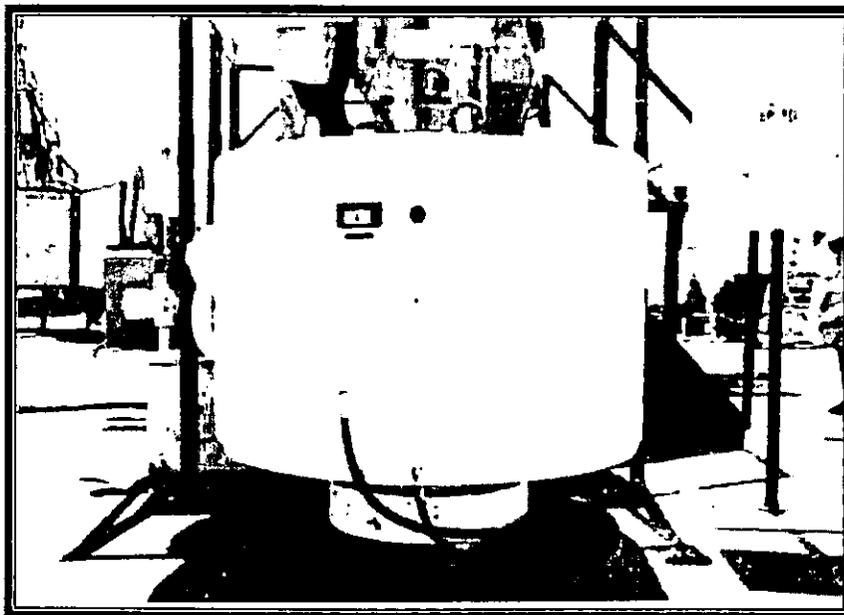


Fig. 2.7 Preventor esférico Cameron tipo "D".<sup>1</sup>

Regan Forge and Engineering Co. ofrece un preventor esférico desarrollado con un mecanismo diferente de operación que el de otros preventores disponibles. El modelo Regan KFL tiene 3 empaques que son accionados mediante la aplicación de presión en el exterior de los elementos, de este modo se fuerzan hacia el interior para sellar la tubería en el pozo. Este arreglo es también único en que este diseño permite que los empaques interiores sean removidos y cambiados sin tener que remover la cubierta superior. Esta característica es extremadamente funcional. La Fig. 2.8 muestra al preventor esférico Regan KF.

Características de operación del preventor Regan KFL.

1. Diseñado para aplicaciones submarinas pero usable en preventores superficiales.
2. Empaque recuperable (con herramienta de recuperación) para reemplazar el elemento usado sin remover el arreglo de preventores.
3. Una cámara rompe olas es anexada al preventor para permitir mayor flexibilidad en las operaciones con la sarta de perforación.

4. La presión del pozo no ayuda a mantener el elemento cerrado. Por lo cual los fabricantes recomiendan presión hidráulica sobre el elemento 500 psi arriba de la presión en la tubería.
5. Disponible solo en modelos para grandes diámetros de barrena.

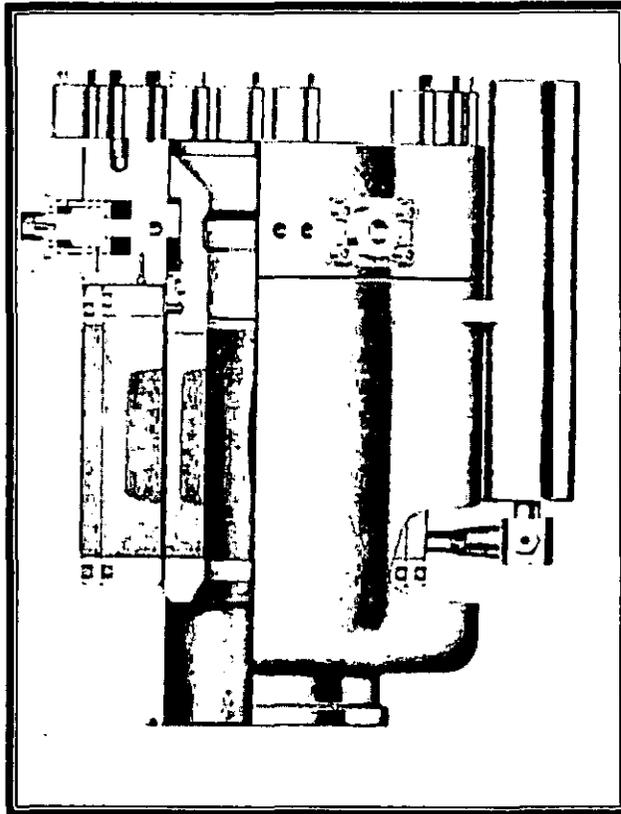


Fig. 2.8 Preventor Regan "KFL".<sup>1</sup>

### Preventores de ariete.

A diferencia de la manera de operar de los preventores esféricos, los preventores de ariete sellan el espacio anular forzando a dos elementos a hacer cada uno contacto con el otro. Estos elementos tienen empaques de sellado para que el cerrado sea completo. Otra gran diferencia del mecanismo de sellado de los preventores de ariete a diferencia de los preventores esféricos es que cada tipo y tamaño de preventor de ariete tiene una sola función y no puede ser usado en varias aplicaciones.

Por ejemplo, los arietes para tubería de 4 ½ - in sellaran solo tubería de 4 ½ -in y no sellaran con ningún otro diámetro de tubería, ni sin tubería. ( La excepción para esto es el nuevo Cameron de arietes de agujero variable). Lo preventores de ariete son, sin embargo, considerados generalmente para ser mas confiables en operaciones con altas presiones, así como, son mas fácilmente operables. Los tipos de preventores de ariete que serán discutidos son los de tubería, ciegos, y arietes de corte.

Varias características del diseño de todos los preventores de ariete deben ser entendidas por el supervisor de perforación. Una de esas características es la dirección de la presión para el sellado. Muchos preventores de ariete son diseñados para tener presión desde abajo lo cual significa que (1) el preventor no asegurara el pozo si este esta instalado con la parte superior hacia abajo , y (2) el ariete no se podrá probar de arriba hacia abajo. La consideración anterior es importante cuando se esta diseñando el arreglo de preventores y la manera en la cual serán probados.

Otra característica especial es la acción de sellado de la varilla secundaria la cual esta disponible en la mayoría de los diferentes tipos de preventores de ariete. Debido al uso rutinario , el mecanismo de sellado de la varilla primaria podría comenzar a gotear bajo una excesiva presión. El mecanismo de sellado de la varilla secundaria es entonces usado para proveer una medida de protección adicional en el sellado del área alrededor de la varilla que es usada para cerrar el preventor.

La Fig. 2.9 muestra el elemento del preventor de ariete para tubería, en el cual se ve el elemento, el sello y las guías para centrar la tubería durante el cerrado.

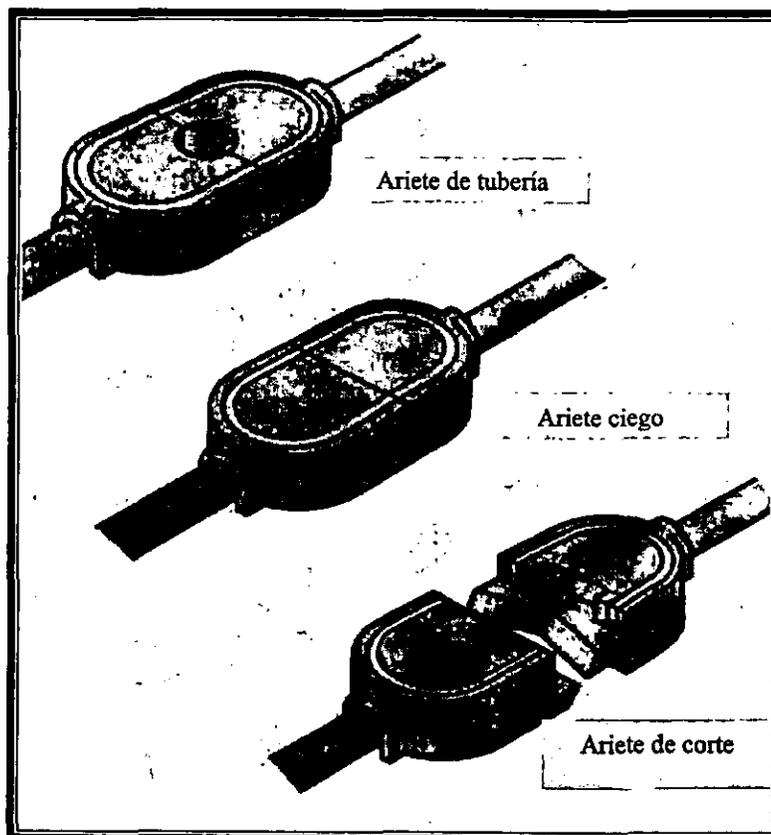


Fig. 2.9 Arietes.<sup>1</sup>

Se debe tener precaución con la selección del tamaño de ariete cuando la tubería de perforación en uso es de aluminio. Ese tipo de tuberías tienen un tubo en la sección media que es ligeramente menor que el tubo cerca de la junta. Arietes de tubería regulares de 4 ½ -in sellaran en la sección media de la tubería de 4 ½ -in de aluminio pero no cerca de la junta, esto podría ser si la tubería fuera de acero. Los procedimientos de cierre de pozos se deben planear tomando en cuenta esta irregularidad. Una característica especial del diseño de arietes para tubería es que cuando están cerrados y asegurados, el ariete puede soportar el peso de la sarta de perforación si es que es necesario debido al colgamiento de una junta en el ariete. Esta característica es muy usada cuando existen condiciones tempestuosas o los preventores submarinos están bloqueados. Este uso no es recomendable bajo condiciones normales, de cualquier modo, si esta acción es necesariamente rutinaria, arietes con una especial dureza pueden ser adquiridos para esta función.

Los preventores de arietes ciegos son designados para sellar el pozo si no hay tubería en el pozo, el elemento es una cara extendida y contiene una sección empacada como se muestra en la Fig. 2.9. Los arietes no están diseñados para sellar cuando la tubería se encuentra en el pozo, sin embargo ocasionalmente la tubería puede ser cortada si el preventor de arietes ciego es accidentalmente cerrado.

Los preventores de corte son un diseño especial de los de ariete ciegos. La palabra "corte" indica que este tipo de arietes, si la tubería esta dentro del pozo sellara por cortamiento o sino sellara sobre el agujero descubierto.

Cameron Iron Works fabrica cinco modelos de preventores de arietes para el control de pozos. Estos son F, SS, QRC, U y el de arietes para agujero variable.

Características de operación del preventor Cameron tipo "F" (Fig. 2.10).

1. Requiere baja presión de cierre.
2. Ayuda la presión del pozo a mantener los arietes cerrados.
3. Los arietes pueden ser cambiados y reparados en el campo.
4. Relativamente ligero.
5. Solo es requerido un tornillo para asegurarlo manualmente.
6. El operador hidráulico puede ser remplazado mientras el preventor es asegurado a la presión de operación.

Características de operación del preventor de arietes tipo "SS" (Space Saver) (Fig. 2.11).

1. Corta longitud vertical (Originalmente diseñados para equipos con subestructuras pequeñas).
2. La posición de los arietes puede ser determinada por la observación exterior del tornillo asegurador.
3. La presión del pozo ayuda a mantener los arietes cerrados.

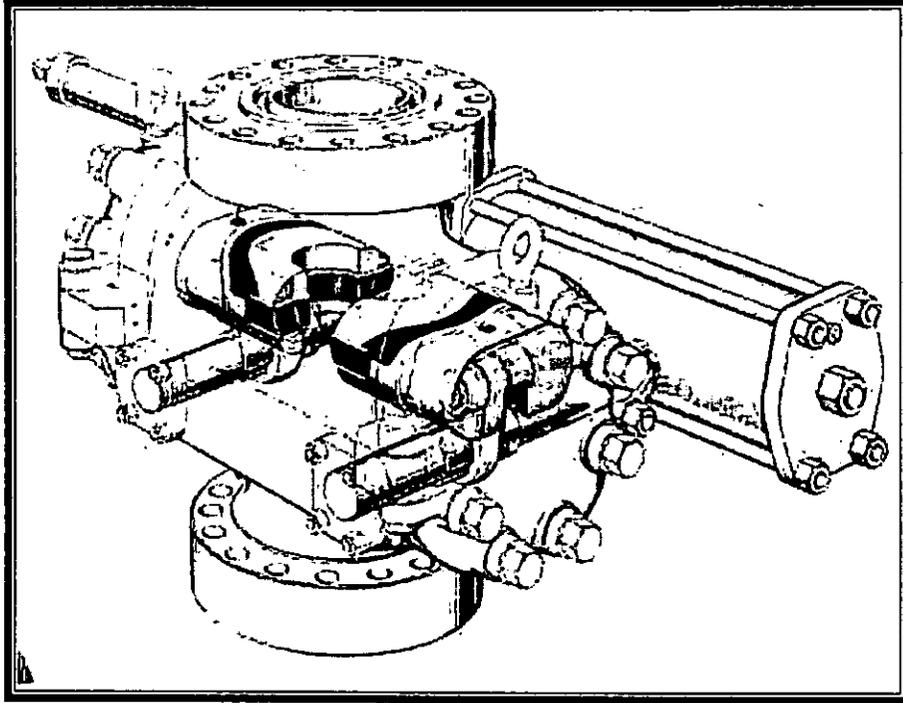


Fig. 2.10 Preventor de arietes Cameron tipo "F".<sup>1</sup>

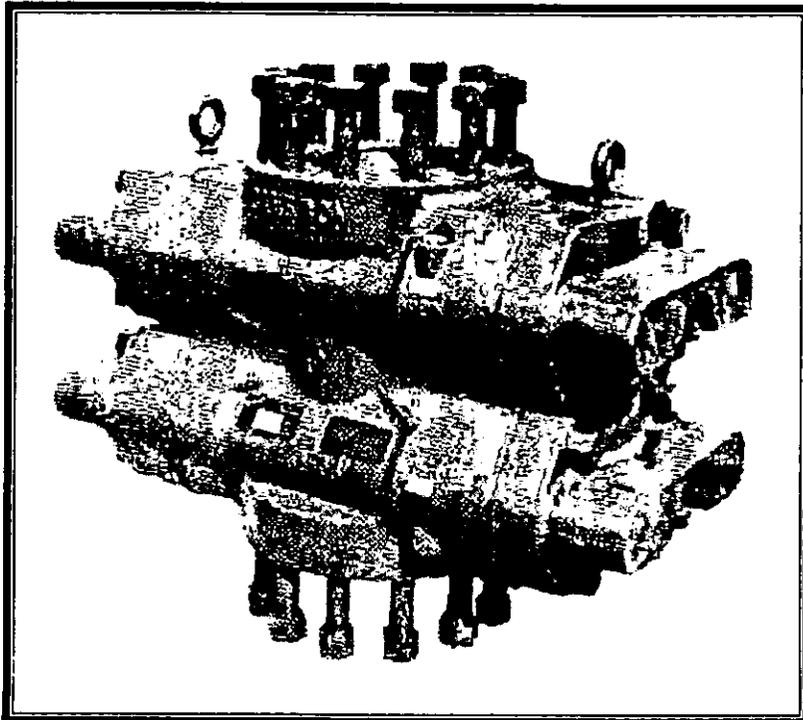


Fig. 2.11 Preventor de arietes tipo Cameron "SS".<sup>1</sup>

Características de operación del preventor de arietes tipo "QRC" (Quick Ram Change) (Fig. 2.12).

1. Los arietes pueden ser manualmente asegurados en la posición de cerrado.
2. La presión del pozo ayuda a mantener los arietes cerrados.
3. Los arietes pueden ser cambiados y reparados en el campo.
4. La posición del ariete puede ser determinada por observación exterior.
5. Tiene la acción de sellado de la varilla secundaria.

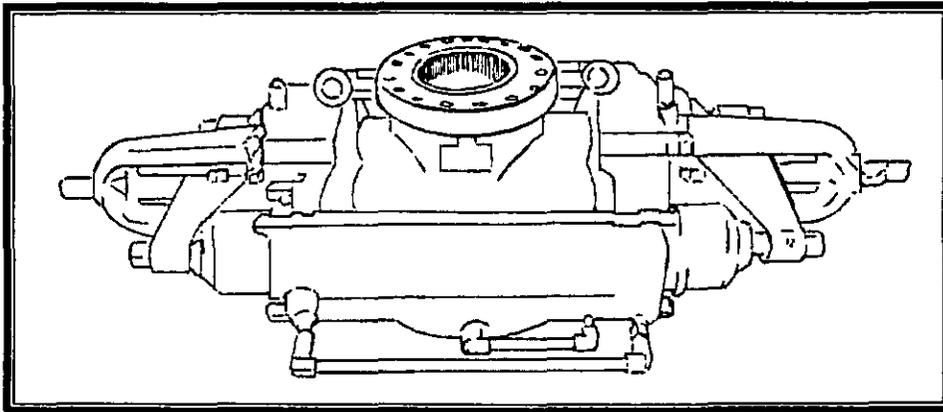


Fig. 2.12 Preventor de arietes Cameron tipo "QRC".<sup>1</sup>

Características de operación del preventor de arietes Cameron tipo "U" (Fig. 2.13)

1. Originalmente diseñado para especificaciones submarinas, pero puede ser aplicable para operaciones superficiales.
2. Las presiones del pozo ayudan a mantener los arietes cerrados.
3. Los arietes pueden ser cambiados y reparados en el campo.
4. La posición del ariete puede ser determinada por observaciones exteriores.
5. Tiene sellado de la varilla secundario.
6. Los arietes pueden ser manualmente cerrados o por hidráulica si opciones especiales son instaladas.
7. Están disponibles arietes de corte.

Características de operación del preventor de arietes para agujero variable (Fig. 2.14).

1. Efectuara el sellado alrededor de tuberías y flechas de varios tamaños. (Tabla 2.4)
2. Los arietes de agujero variable se ajustan dentro del cuerpo del preventor estándar de arietes tipo "U".
3. La presión del pozo ayuda a mantener los arietes cerrados.
4. Se puede usar en aplicaciones submarinas.
5. La posición del ariete puede ser determinada por observaciones exteriores cuando se aplica en operaciones superficiales.
6. Los arietes pueden ser asegurados manualmente o por hidráulica si son instaladas opciones especiales.

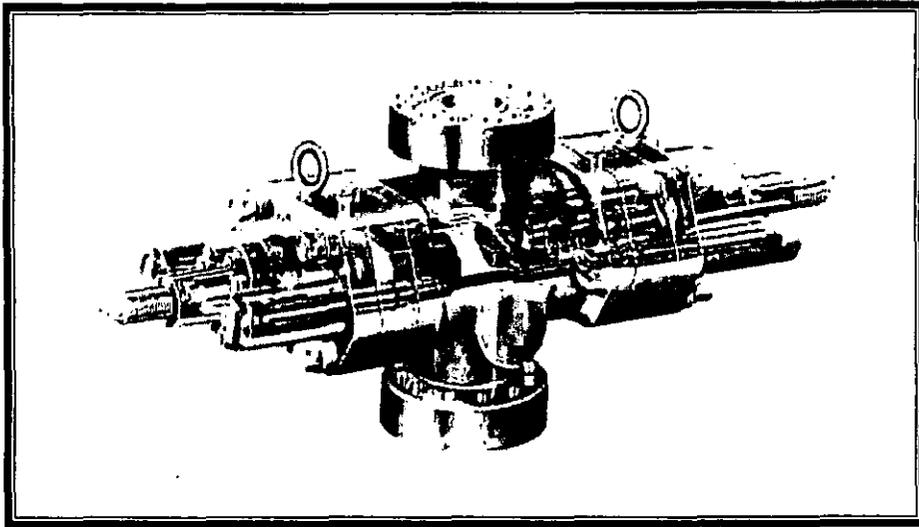


Fig. 2.13 Preventor de arietes Cameron tipo "U".<sup>1</sup>

Tabla 2.4 Rangos de cierre de los arietes variables.

Preventor (pg)	Rango de cierre (pg)
11	5 - 2 7/8
13 5/8	7 - 5
13 5/8	5 - 2 7/8
16 3/4	7 - 3 1/2
18 3/4	7 5/8 - 3 1/2

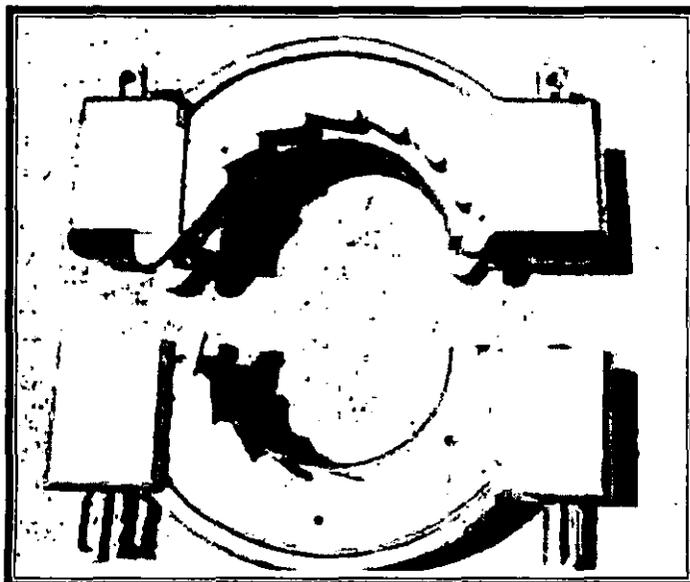


Fig. 2.14 Preventor de arietes de agujero variable, Cameron.<sup>1</sup>

Shaffer, división de la NL Petroleum Services group. ha fabricado varios modelos de preventores.

Características de operación del preventor de arietes Shaffer tipo "LWS"(Fig. 2.15)

1. La presión del pozo ayuda a mantener los arietes cerrados.
2. Los arietes pueden ser cambiados y reparados en el campo.
3. Relativamente ligeros.
4. Los nuevos modelos tienen acción de sellado por la varilla secundaria y en los modelos viejos puede ser ésta instalada.
5. La posición del ariete puede ser determinada por observación exterior.
6. Mecanismo de cerrado manual o puede ser instalado un sistema de cerrado automático.
7. El mecanismo de apertura de la puerta lateral requiere espacio adicional.
8. Arietes de corte disponibles.
9. Los nuevos modelos de preventores son aplicables para operaciones con  $H_2S$ .

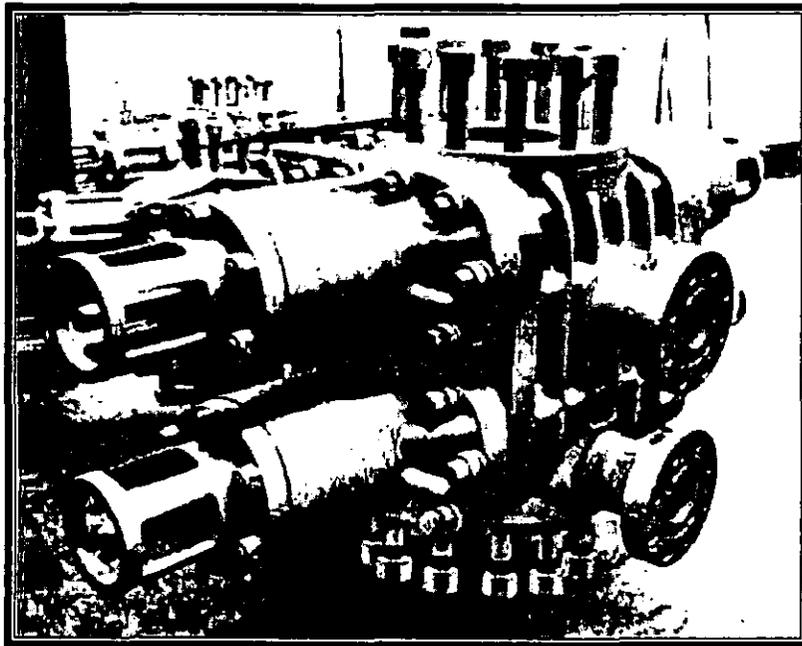


Fig. 2.15 Preventor de arietes Shaffer tipo "LWS".<sup>1</sup>

Características de operación del preventor de arietes Shaffer tipo "LWP" (Fig. 2.16).

1. Rangos de presión limitados.
2. Relativamente ligero.
3. Los arietes pueden ser cambiados y reparados en el campo.
4. El mecanismo de apertura de la puerta lateral requiere algún espacio adicional.
5. La posición del ariete puede ser determinada por observación exterior.

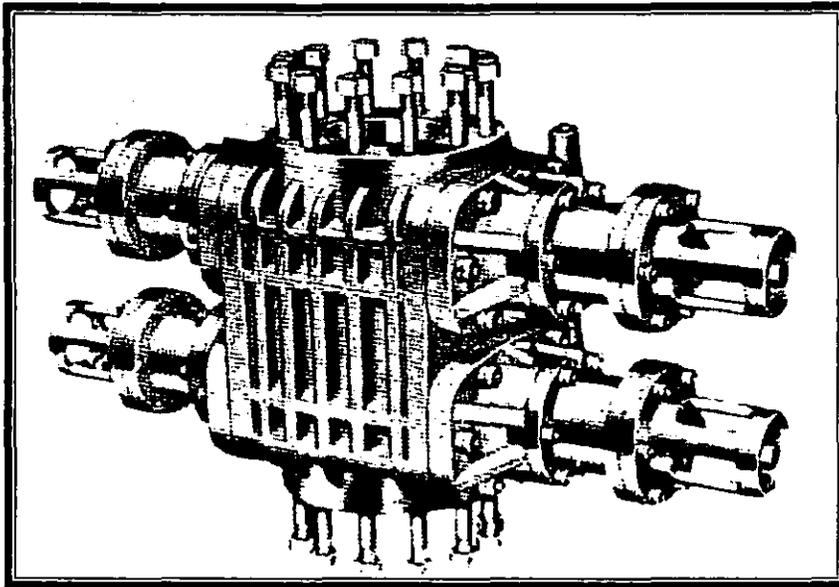


Fig. 2.16 Preventor de arietes Shaffer tipo "LWP".<sup>1</sup>

Características de operación del preventor de arietes Shaffer tipo "XHP" (Extra High Pressure) (Fig. 2.17).

1. Servicios con presión extrema.
2. Acción de sellado de la varilla secundaria.
3. Los arietes pueden ser cambiados y reparados en el campo.

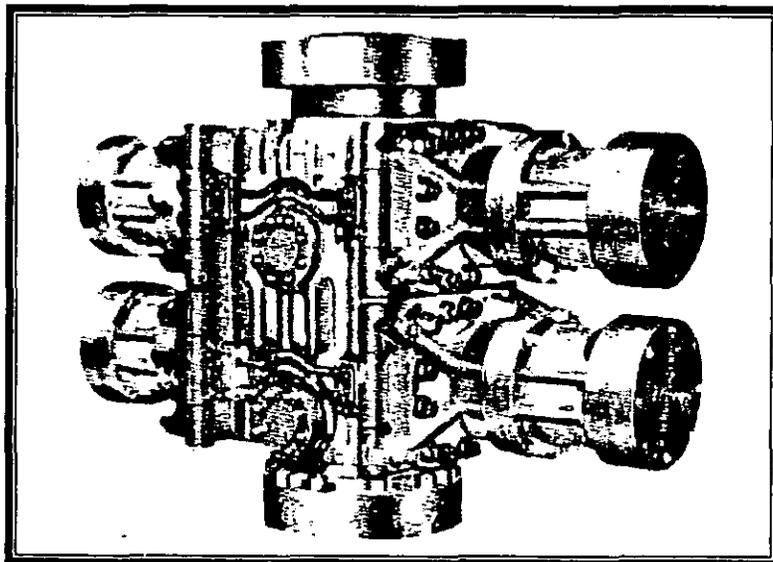


Fig. 2.17 Preventor de arietes Shaffer tipo "XHP".<sup>1</sup>

Características de operación del preventor de arietes Shaffer tipo "SL" (Fig. 2.18).

1. La presión del pozo ayuda para mantener los arietes cerrados.
2. Los arietes pueden ser cambiados y reparados en el campo.
3. Los arietes pueden soportar la carga de la sarta de perforación hasta 600,000 libras.
4. Los arietes de corte son totalmente intercambiables con los arietes de tubería sin ningún vacío.
5. Sistema de cerrado automático disponible.
6. Acción de sellado de la varilla secundaria.

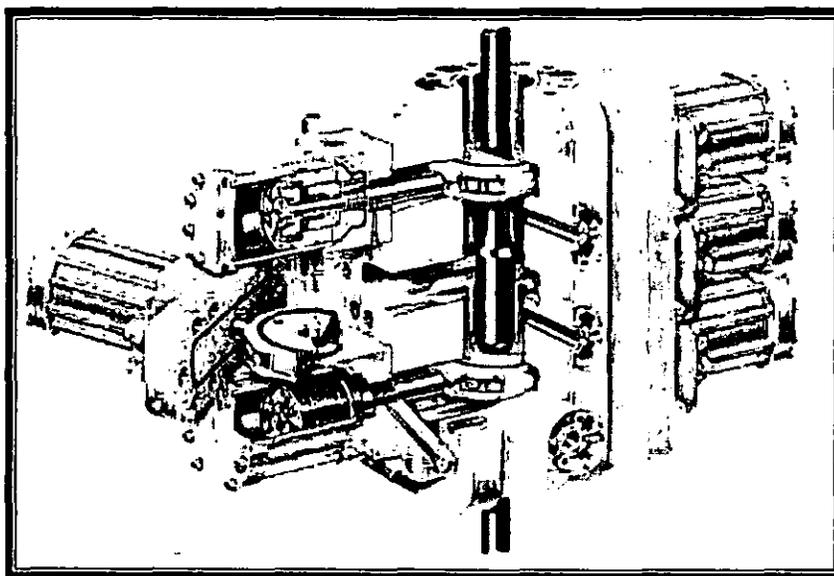


Fig. 2.18 Preventor de arietes Shaffer tipo "SL".<sup>1</sup>

Hydril Co. Fabrica dos tipos de preventores de arietes. Estos son el modelo V para presiones hasta 5,000 psi y el modelo X para presiones mayores de 5,000 psi.

Características de operación del preventor de arietes Hydril tipo "V" (Fig. 2.19).

1. Disponible con sistema de cierre manual y automático.
2. Los arietes pueden ser cambiados y reparados en el campo.
3. Un espacio adicional debe de ser permitido para la apertura de puerta lateral.
4. Acción de sellado de la varilla secundaria.
5. La cavidad inclinada permite que se esté auto - drenando de lodo y arena.
6. Los arietes están diseñados para permitir soportar el peso de la sarta de perforación en caso de ser necesario.
7. Rosca interna para el cerrado manual.

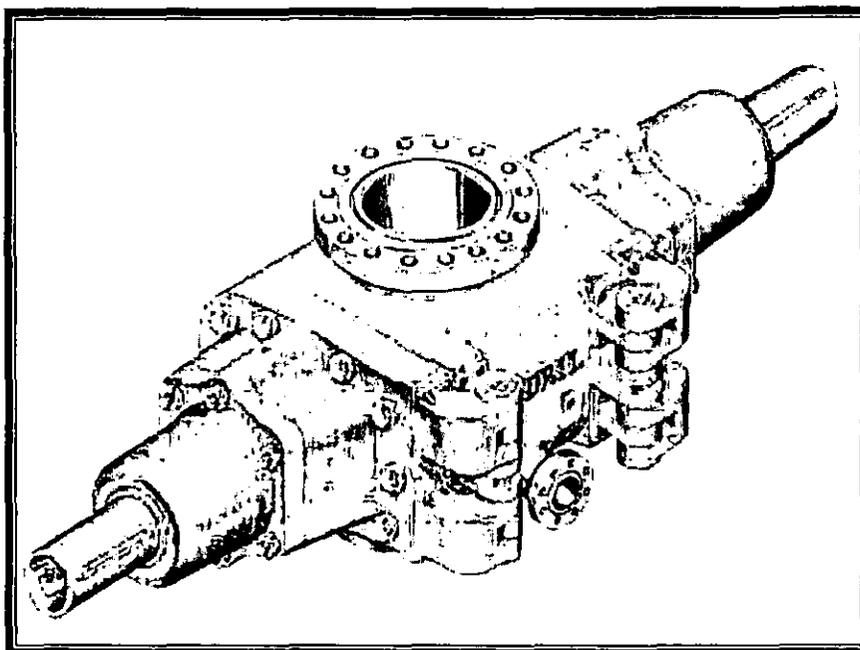


Fig. 2.19 Preventor de arietes Hydril tipo "V".<sup>1</sup>

Características de operación del preventor de arietes Hydril tipo "X" .

1. Disponibilidad para servicios con presión extrema.
2. Disponible con sistema de cerrado manual y automático.
3. Acción de sellado de la varilla secundaria.
4. Los arietes pueden ser cambiados y reparados en el campo.
5. Un espacio adicional debe ser permitido para aperturas laterales.
6. La cavidad inclinada permite el auto- drenado de lodo y arena.
7. Los arietes están diseñados para permitir cargar el peso de la sarta de perforación en caso de ser necesario.
8. Rosca interna para el cerrado manual.

## EQUIPO PARA EL CONTROL DE LA PRESIÓN.

### Carretes espaciadores.

Cuando son utilizados preventores que no tienen líneas de salida de lodo, llega a ser necesario instalar un carrete espaciador (Fig. 2.20) el cual es un conector dentro del arreglo de preventores y da acceso a las líneas de lodo; líneas secundarias de estrangulación y de matar pueden ser anexadas. El carrete deberá ser conectado ya sea con espárragos, abrazaderas, o bridas y deberá apegarse a los requerimientos de la API.

- Tener una presión de trabajo acorde al conjunto de preventores.
- Tener una o dos salidas laterales, no menor de 2 in de diámetro, con rango de presiones acorde con el conjunto de preventores.

- Tener el carrete un diámetro interior por lo menos igual al máximo diámetro interno de la tubería. Si por el carrete pasaran cuñas, colgadores o herramientas de prueba, el diámetro interno deberá ser por lo menos igual al del último cabezal instalado en el pozo.

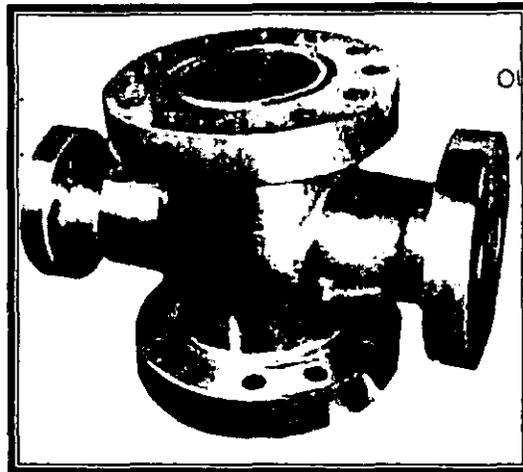


Fig. 2.20 Ilustra un carrete espaciador bridado con dos salidas laterales.<sup>1</sup>

### Cabezal o cabeza de tuberías.

La base de todos los arreglos de preventores es la cabeza de tuberías o cabezal (Fig.2.21). El cabezal puede ser bridado, roscable, soldable o integrado y también es usado para anclar y sellar alrededor de la siguiente tubería. Las salidas laterales son usadas para instalar líneas secundarias de control. El cabezal deberá apegarse a los requerimientos mínimos de la API.

- Tener un rango de presiones de trabajo el cual sea igual o mayor a la máxima presión esperada en superficie, a la cual estará expuesto.
- Igual o mayor resistencia a la flexión de la tubería en que se conecta.
- Tener conexiones terminales con una resistencia mecánica y capacidad de presión comparable a la correspondiente de las bridas API o de la tubería que será conectada.
- Tener adecuada resistencia a los esfuerzos de compresión para soportar la tubería subsecuente y el peso de los tubos que serán colgados de ella.

### Desviadores.

En ciertos casos, un apropiado procedimiento para el control de pozos demanda que la manifestación no sea detenida dentro, pero al contrario permiten que el pozo reviente de una manera controlada desde el equipo (razón para que este procedimiento sea presentado mas tarde en esta sección). Estos procedimientos para diversos reventones no requieren un arreglo completo de preventores, pero insiste en el uso de diversos desviadores (Fig. 2.22) los cuales son relativamente una herramienta de baja presión de trabajo.

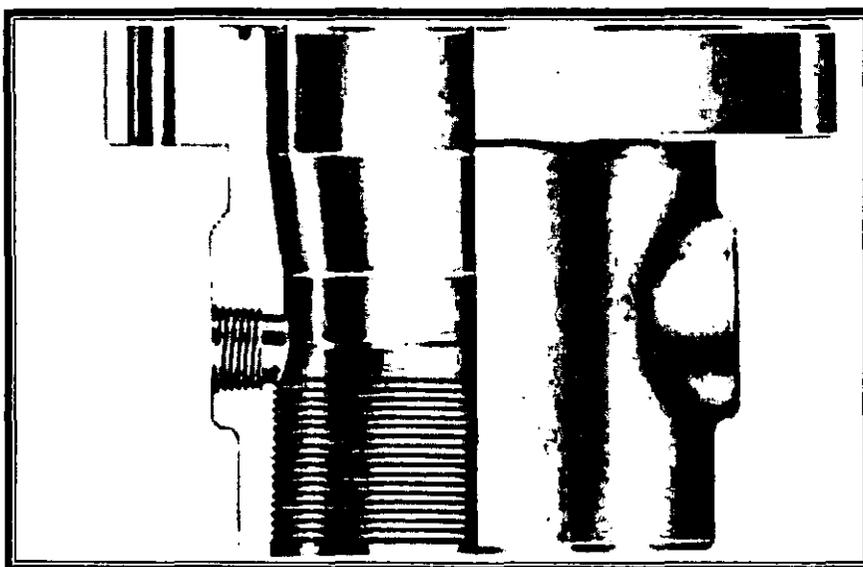


Fig. 2.21 Cabezal con conexión de rosca y conexión superior de brida.<sup>1</sup>

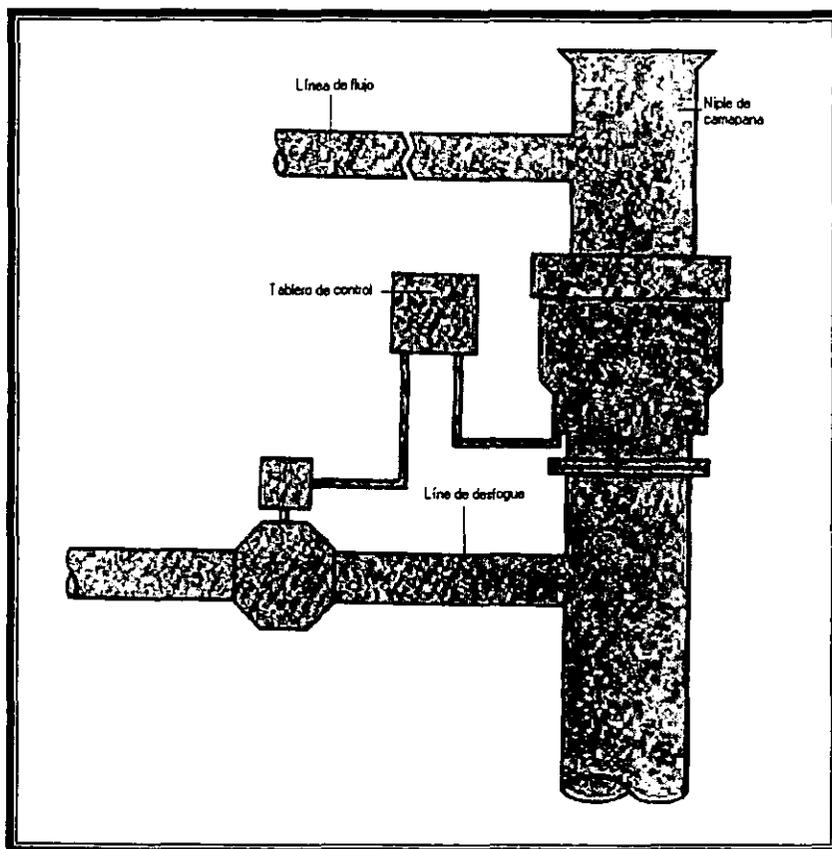


Fig. 2.22 Desviador.<sup>1</sup>

### Cabeza rotaria.

La función primaria de los preventores esféricos es proveer control de la presión mientras permite una pequeña cantidad de movimiento de la tubería. Ocasionalmente es necesario una herramienta mas flexible que permita cantidades mayores de movimiento en servicios con baja presión. El propósito de la cabeza rotaria es ese, el de permitir mayores cantidades de movimiento. La cabeza rotaria (Fig. 2.23) es usada en la perforación con fluidos ligeros como son aire y gas, y en operaciones de circulación inversa con presiones del pozo de 2,000 psi y velocidad de la rotaria de 150 rpm. La cabeza en una manifestación mantiene el gas bajo presión para reducir su volumen.

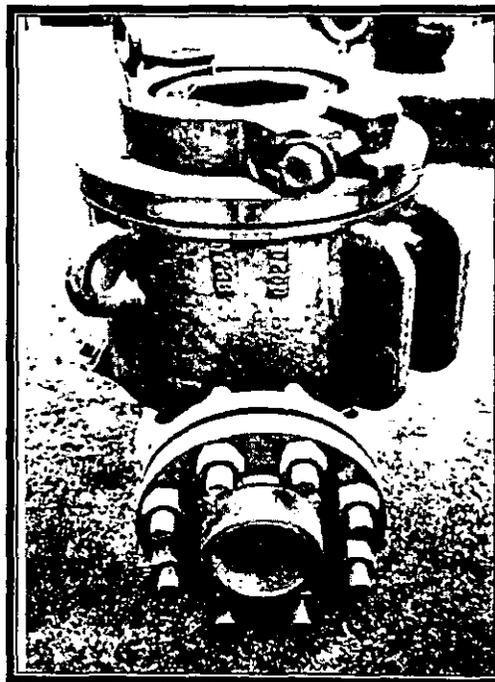


Fig. 2.23 Cabeza rotaria.<sup>1</sup>

### Líneas de estrangulación y de matar.

En las operaciones para controlar el pozo cuando hay una manifestación, será generalmente necesario circular fluido hacia abajo dentro de la tubería, y hacia arriba en el espacio anular y a través de una salida en la superficie. Las líneas que son anexadas a los preventores que proveen esta salida son las líneas de estrangulación y de matar. Las líneas de estrangulación acarrean el lodo y los fluidos de la formación desde el conjunto de preventores hasta el estrangulador. El propósito primario de las líneas de matar es servir como un refuerzo a las líneas de estrangulación. Las líneas de estrangulación y de matar pueden ser usadas para bombear lodo directamente dentro del espacio anular.

Las líneas de estrangulación y de matar pueden ser anexadas a varios miembros del conjunto de preventores. Estas líneas pueden ser anexadas a las salidas laterales de los carretes espaciadores mostrados en la Fig. 2.22. Solo bajo circunstancias extremas, y de preferencia nunca, las líneas de estrangulación y de matar deberán ser colocadas en el cabezal, o debajo del preventor de arietes que se encuentre hasta abajo (Ver la sección de diseño de arreglo de preventores para una mejor explicación).

Las líneas de estrangulación y de matar deben de cumplir con cierto número de requerimientos. Algunos pero no todos, son los siguientes:

- Los rangos de presión de estas líneas deben ser consistentes con los del conjunto de preventores.
- Las líneas deben tener un diámetro interno consistente para minimizar la erosión en el punto de cambio de diámetros.
- El número de deflexiones angulares dentro de estas líneas deben ser reducidas al mínimo. Si estas líneas requieren hacer varios cambios angulares entre el arreglo de preventores y el múltiple de estrangulación es entonces aconsejable el uso de "T" y cruces para la absorción de los efectos de erosión por turbulencia en esos puntos.

## **VÁLVULAS.**

Válvulas de diferentes tipos deben ser anexadas al arreglo de preventores para obtener los resultados esperados. Las válvulas presentadas en esta sección son válvulas de bola, check, de compuerta y de seguridad. Un apropiado arreglo de estas válvulas será presentado en la siguiente sección de diseño de arreglos de preventores.

### **Válvulas de bola.**

El nombre de este tipo de válvulas describe el diseño de construcción de éstas. Una bola de acero (Fig. 2.24) tiene una apertura, u orificio, a lo largo de una línea que pasa a través del centro de ésta. La válvula esta abierta cuando el orificio de la bola es orientado en línea con el camino que lleva el flujo de fluido. Y está cerrada cuando el orificio de la bola es orientado en dirección perpendicular al camino que lleva el flujo de fluido. La válvula puede ser operada manualmente o por control remoto usando acción hidráulica.

### **Válvulas de compuerta.**

Las válvulas de compuerta utilizan un mecanismo de cierre diferente que el de las válvulas de bola. En la válvula de compuerta mostrada en la Fig. 2.25, un plato es posicionado a través del camino que lleva el flujo para detener el flujo de fluido. Cuando la válvula esta abierta, el plato es movido de una manera en que la sección del plato que contiene el orificio es posicionado en medio del camino del flujo el cual de este modo permite el movimiento a través del orificio. Similar a la válvula de bola, la válvula de compuerta puede ser abierta manualmente o a través de control remoto.

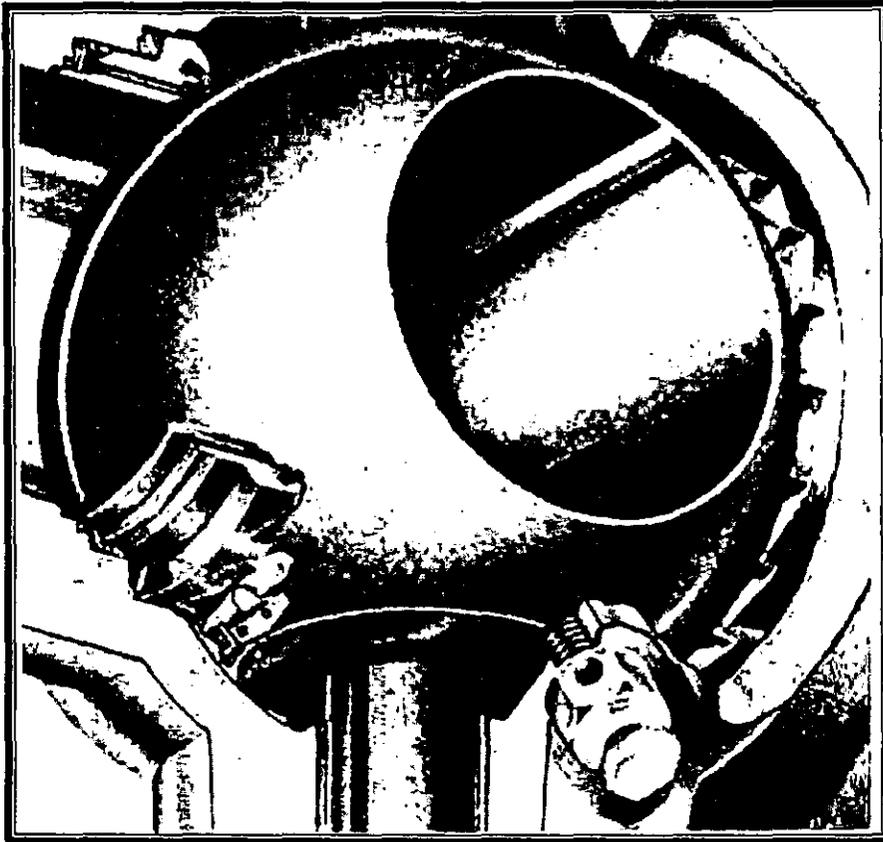


Fig. 2.24 Válvula de bola (vista de un corte transversal).<sup>1</sup>

La válvula Cameron de compuerta tipo "F" mostrada en la Fig. 2.25 tiene varias características de diseño que la hacen particularmente muy usable en las operaciones de control de pozos. La primera es que ha sido determinada como "WOGM" lo cual significa que se puede usar en operaciones con agua, aceite, gas o lodos. La segunda, es una rueda dentada de dientes triangulares en la posición del orificio, lo cual da una nueva superficie de exposición cada vez que la válvula es operada. Estas características fueron instaladas después de observar que la abrasión siempre ocurre en la misma sección de la válvula. Con una nueva superficie cada vez que la válvula actúa, se extiende significativamente la vida de la válvula.

### Válvulas check.

Cuando las condiciones en el control del pozo garantizan que sea necesario el bombeo del fluido en un solo sentido, una válvula check en la línea de matar puede ser usada. La válvula, mostrada en la Fig. 2.26, es generalmente un salto a la válvula que permite el movimiento de fluidos en una sola dirección, por ejemplo, el lodo puede ser bombeado dentro del espacio anular a través de la válvula pero no puede regresar el flujo en dirección hacia fuera del espacio anular. Características especiales en el diseño de algunos modelos de válvulas check es que los elementos internos pueden ser removidos cuando sea necesario para permitir el flujo de fluidos en cualquier dirección.

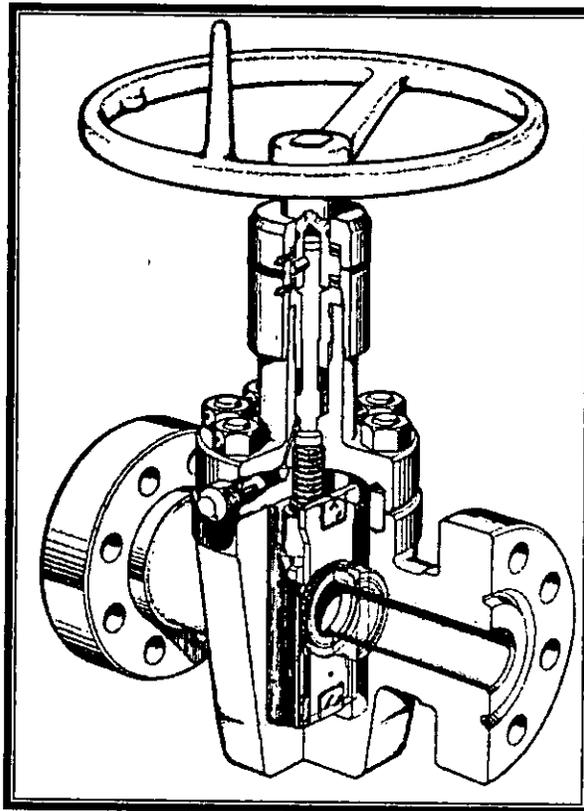


Fig. 2.25 Válvula de compuerta, Cameron.<sup>1</sup>

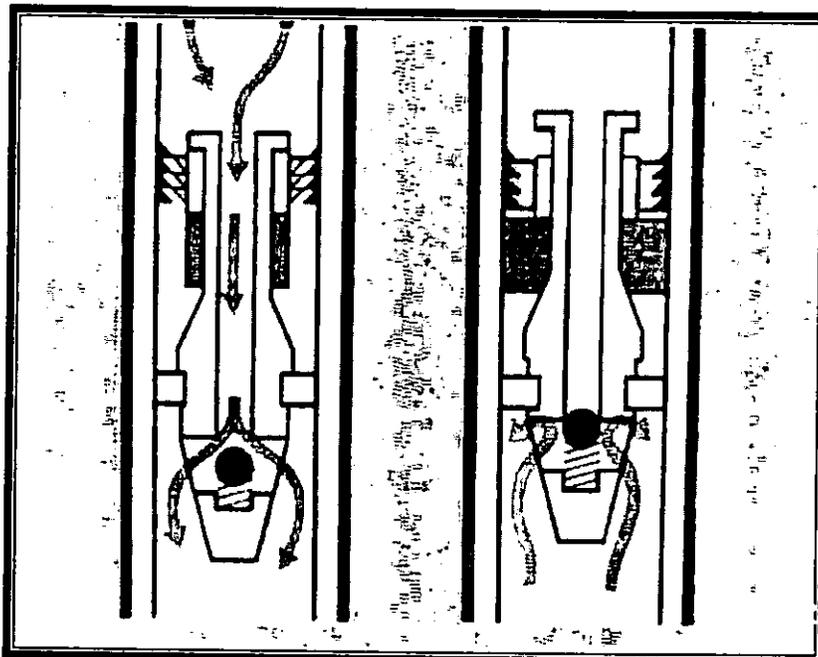


Fig. 2.26 Válvula check.<sup>1</sup>

### Válvula de seguridad.

Una válvula de seguridad puede ser una válvula de bola o una de compuerta que ha sido equipada con un sensor de presión para que la válvula actúe (abrir o cerrar) automáticamente si la presión cambia desfavorablemente (Fig. 2.27). Esta válvula puede ser colocada de acuerdo a la presión interna o externa de la válvula, a la presión mínima o máxima, o a cambios erráticos de presión. Las válvulas seguridad son extensamente usadas en aplicaciones marinas, y algo usadas aplicaciones en operaciones terrestres.

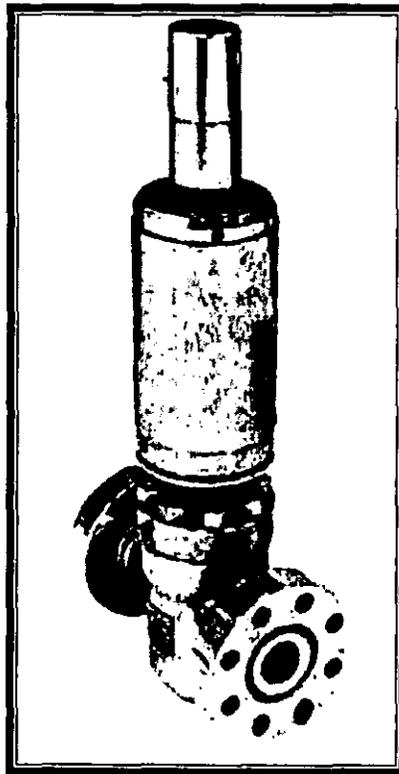


Fig. 2.27 Válvula de seguridad tipo Cameron.<sup>1</sup>

### ACCESORIOS PARA PREVENTORES ANULARES.

Son necesarios varios accesorios para una adecuada operación de los preventores anulares. Este equipo incluye bridas, birlos, abrazaderas, limpiadores de H<sub>2</sub>S, y anillos.

#### Conexiones para preventores anulares.

Cuando los elementos de un arreglo de preventores son conectados, ellos deben proveer un buen sello en los punto de conexión acorde a los rangos de presión de los elementos del arreglo. Uno de los problemas mas comunes asociado con los preventores durante una operación con presión son las fugas en las conexiones.

Esto hace obvio que las conexiones, su cuidado, y su monitoreo continuo sean de gran importancia en el control de pozos. Los dos tipos de conexiones disponibles son bridas con birlos y abrazaderas.

### Bridas con birlos.

Las bridas con birlos son probablemente el tipo más común de conexiones usadas en la industria. Los birlos usados en estas bridas deben ser seleccionados apropiadamente para asegurar que estos estarán dentro del rango de tensión suficiente para resistir la máxima carga a la cual pueda ser sometido. También, el torque aplicado a las tuercas y birlos debe de estar dentro de ciertos rangos.

Los lubricantes aplicados a los birlos es la primera consideración que se debe tomar en cuenta cuando son instalados los preventores, ya que al apretar los birlos se produce una gran fricción. Esta fricción es dependiente del tipo de lubricante usado en las roscas.

### Abrazaderas.

Las abrazaderas están llegando a ser muy populares debido a que ayudan en las conexiones y ahorran tiempo comparadas con las bridas. Los preventores tienen conexiones terminales que son acompañadas con conexiones envolventes. Un ejemplo es mostrado en la Fig. 2.28. Cuando los preventores son alineados, abrazaderas son anexadas y apretadas, esto reduce el tiempo y dificultades de centrado. Las abrazaderas son diseñadas para resistir la misma presión que las bridas. Debe ser notado que los preventores nunca deberán ser soldados. Las soldaduras presentan problemas como son calor excesivo y conexiones temporalmente irreversibles.

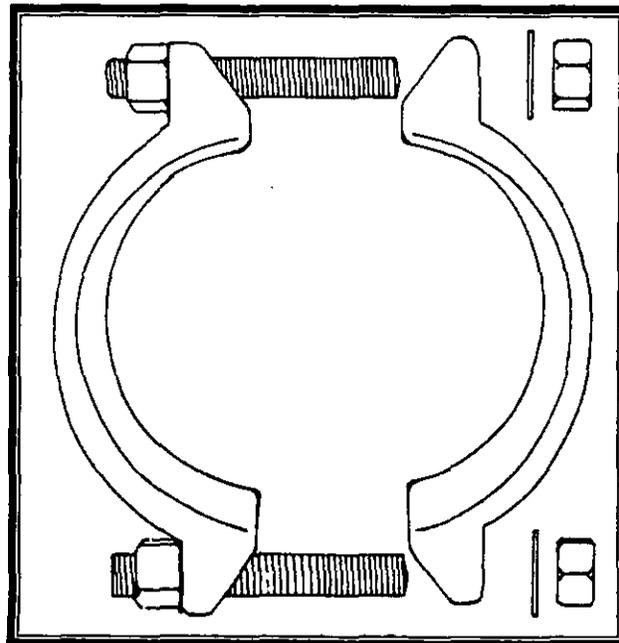


Fig. 2.28 Abrazadera para una conexión bridada.<sup>1</sup>

### **Anillos y bridas con ranuras.**

La presión de sellado en los puntos de conexión o bridas es efectuada por los anillos. Las bridas con ranuras para anillos mas comunes son las API 6B para presiones de trabajo de 2,000 a 5,000 psi y las API 6BX para presiones de trabajo de 5,000 a 20,000 psi.

Los anillos "R" sirven a las bridas 6B, los anillos de presión energizada "RX" sirven a las bridas 6BX. Los tipos "RX" y "BX" son anillos de presión energizada los cuales evitan que el peso del conjunto de preventores y la vibraciones deformen los mismo anillos y aflojen los birlos de las bridas. Los tipo "R" usan el torque del birlo exclusivamente como sello entre las bridas. (El apretamiento y chequeo periódico de los birlos debe ser parte del procedimiento de mantenimiento de los preventores).

### **Limpiadores de H<sub>2</sub>S.**

Las operaciones de perforación en ambientes con H<sub>2</sub>S causa no solo problemas de seguridad con el personal sino también tiene efectos adversos en el equipo usado en el control de pozos. Los metales estándar con un esfuerzo a la tensión mayor que 90,000 psi están sujetos a la acción de la corrosión como posible resultado de la exposición al H<sub>2</sub>S, y por tanto podrían fallar. Por esta razón, los preventores usados deben tener un esfuerzo a la tensión menor que 90,000 psi, una dureza de 22 o menos en la escala de medición de Rockwell "C".

Para cumplir este prerrequisito, es necesario usar grandes cantidades de metal suave de acuerdo a la presión requerida en la operación para el control del pozo. Algunos equipos se pueden usar en ambientes con H<sub>2</sub>S sin ninguna alteración. Algunas piezas requieren un limpiador especial. Para mayores detalles de algún equipo que será usado bajo condiciones de H<sub>2</sub>S, debe ser consultado el fabricante.

### **Buje de desgaste.**

Las actividades rutinarias diarias con tubería de perforación y la flecha pueden causar un desgaste excesivo dentro del arreglo de preventores si no son tomadas la precauciones necesarias. Para evitar este desgaste excesivo, bujes o casquillos son instalados en la sección mas baja de los preventores. Estos bujes absorben la rotación y el desgaste por el movimiento y pueden ser remplazados en la fracción del costo que se requiera para poner los preventores nuevamente a trabajar.

Algunos bujes son bajados a través del conjunto de preventores y permanecen desasegurados, mientras que otros son asegurados en su lugar con tornillos externos. Esto es una importante consideración ya que algunos pozos han tenido reventones debido a que el buje no estaba asegurado y fue empujado hacia arriba dentro del arreglo de preventores haciendo imposible cerrar varios elementos de este.

## **PREVENTORES PARA TUBERÍAS DE PERFORACIÓN.**

La prevención de reventones a través de la tubería de perforación es una faceta importante en el control de pozos. Cuando una manifestación ocurre, el flujo de fluidos generalmente entrara al espacio anular debido a la dirección del flujo del fluido de perforación durante la circulación en la perforación. De cualquier modo, si el fluido de la manifestación entra a la tubería de perforación por alguna de diferentes razones, la presión en la tubería para detener la manifestación tendrá que ser mayor que para una manifestación en condiciones normales, debido, a que la columna vertical de lodo será desplazada por un volumen relativamente pequeño de fluido. Como resultado de esto, la selección y utilización de equipo de prevención de reventones para tubería de perforación es esencial para un apropiado control de la manifestación.

Varias herramientas controlan la presión en las tuberías de perforación durante una manifestación. La primera herramienta es la flecha (kelly), a la cual están asociadas válvulas como son las válvulas macho para flecha. Cuando la flecha no es usada, válvulas para la sarta de perforación serán necesarias para el control de la presión. Las válvulas pueden ser de control automático o manual, y pueden ser parte permanente de la sarta de perforación o instaladas cuando ocurra la manifestación.

### **Flecha y válvulas macho para flecha.**

La flecha es usada para impartir movimiento rotatorio a la sarta de perforación, es la conexión entre la sarta de perforación y el equipo superficial de perforación. Generalmente son localizadas válvulas arriba y debajo de la flecha para proveer protección contra la presión a la flecha y al equipo superficial. Estas válvulas llamadas válvulas macho para flecha, deben ser de un rango de presiones acorde con el resto de la sarta de perforación y capaces de sostener el gancho de carga requerido para el levantamiento del equipo (Fig. 2.29).

### **Válvulas automáticas.**

Válvulas de cerrado automático, o válvulas flotantes, en la sarta de perforación permitirán generalmente el movimiento de fluidos hacia abajo dentro de la tubería de perforación pero no permitirán el flujo en dirección hacia arriba. La válvula puede ser de tipo aleta (flapper), de salto de bola (check), o de flecha y puede ser permanente o bombeada hacia abajo para ser instalada. Aunque la válvula previene reventones en la tubería de perforación, ésta es regularmente usada para minimizar el regreso del flujo durante conexiones.

Hay una relativa desventaja para el control de pozos cuando una válvula flotante es instalada en la sarta de perforación ya que la base de una apropiada operación para matar el pozo es dependiente de la determinación de la presión en la tubería de perforación, desde una lectura directa de la presión estática en la tubería de perforación la cual no es posible con una válvula convencional flotante, procedimientos alternativos mas complejos deben ser implementados para la lectura de la presión. Este problema puede ser evitado si es usada una válvula tipo aleta (flapper) que tiene unos pequeños orificios que permite que la presión suba a la superficie mientras previene de un reventón. La Fig. 2.30 muestra ambas válvulas, la convencional y la ventilada.

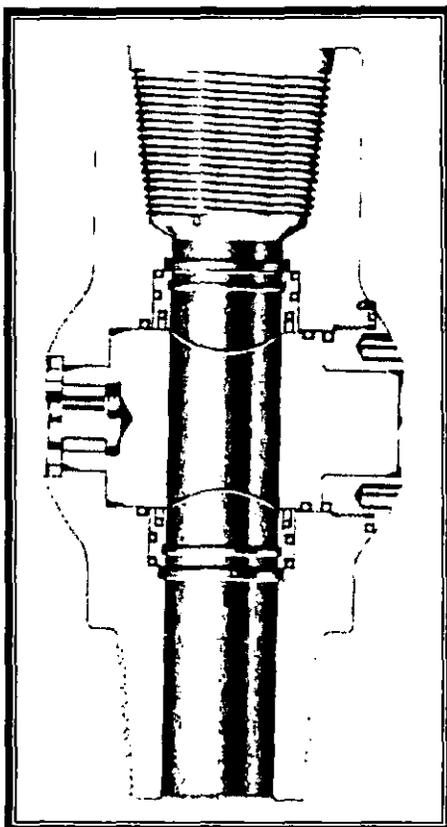


Fig. 2.29 Válvula macho para flecha.<sup>1</sup>

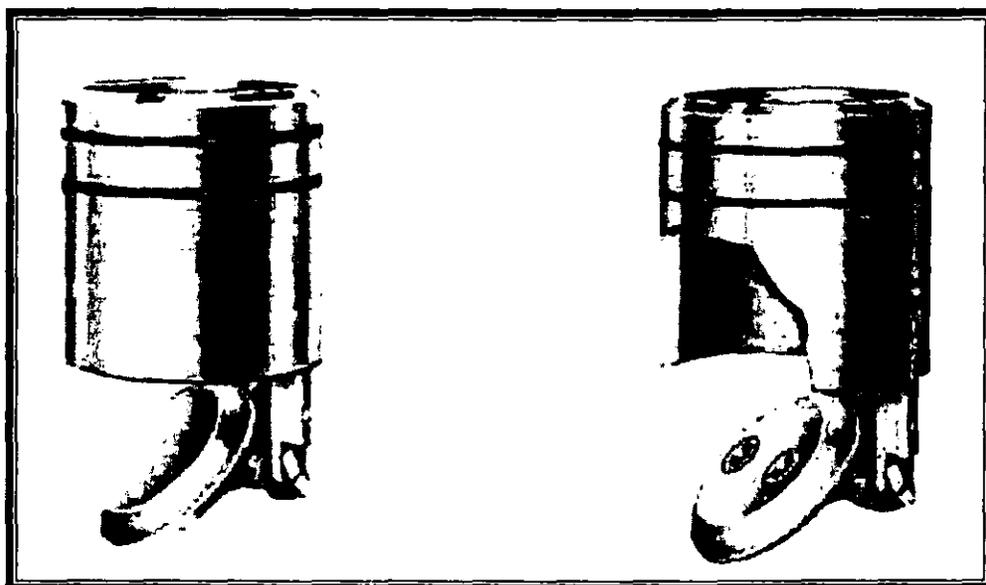


Fig. 2.30 Válvula tipo aleta (flapper) normal y ventilada.<sup>1</sup>

### Válvulas manuales.

La válvula manual, comúnmente llamada válvula de seguridad de apertura total, es usualmente instalada en la tubería de perforación después de que ocurre la manifestación cuando no es usada la flecha. El cierre manual de la válvula requiere que una llave sea mantenida en el piso de perforación accesible para los miembros de la cuadrilla (Fig. 2.31).

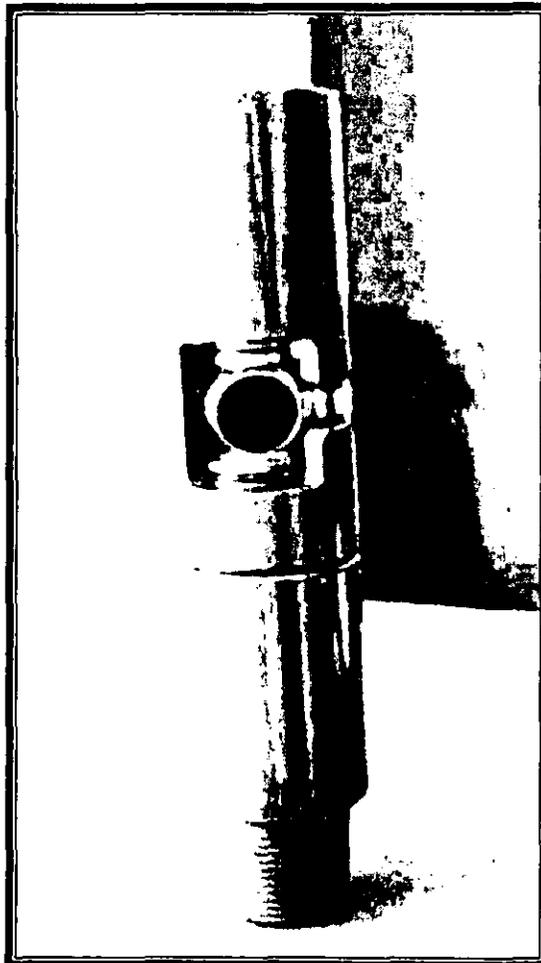


Fig. 2.31 Válvula de seguridad de apertura total.<sup>1</sup>

La válvula manual posee una característica que la hace mas ventajosa sobre las válvulas automáticas en ciertas aplicaciones. En la posición de apertura, la válvula manual tienen un orificio no obstruido mientras que la válvula automática asegurada en la posición de apertura tiene un mecanismo de sellado (flapper, bola o flecha) sirviendo como una obstrucción. Cuando llega a ser necesario hacer cualquier trabajo con línea de acero, la válvula manual puede ser abierta y permitirá el paso de cualquier herramienta que tenga un diámetro interior menor que el de la válvula. Esto no puede ser hecho con una válvula automática.

### PREVENTORES DE FONDO.

Los preventores en el pasado han sido diseñados para contener la manifestación en superficie. Los preventores de fondo han sido diseñados basados en un concepto diferente. Los preventores de fondo, los cuales generalmente son unos empacadores inflables, están diseñados para sellar el espacio anular, conteniendo el fluido de la manifestación debajo del empacador, y permitir que el lodo muerto sea circulado arriba del empacador.

Después lodos pesados son circulados para la superficie, entonces el empacador es relajado y los fluidos de los manifestación son circulados desde el pozo. La ventaja de este procedimiento es que el pozo no es expuesto a grandes esfuerzos por la presión ejercida para matar el pozo. La Fig. 2.32 ilustra la secuencia de los pasos usados para matar al pozo con un preventor de fondo.

Hay algunas desventajas con estos preventores, las cuales son los mismos problemas básicos que en cualquier perforación con agujero descubierto. Entre estos esta el tiempo requerido para inflar el empacador después de que la manifestación a ocurrido cuando esto se hace en agujero descubierto, también está el mal funcionamiento del empacador debido a un uso prolongado. Los preventores de fondo nunca deben recibir un uso excesivo.

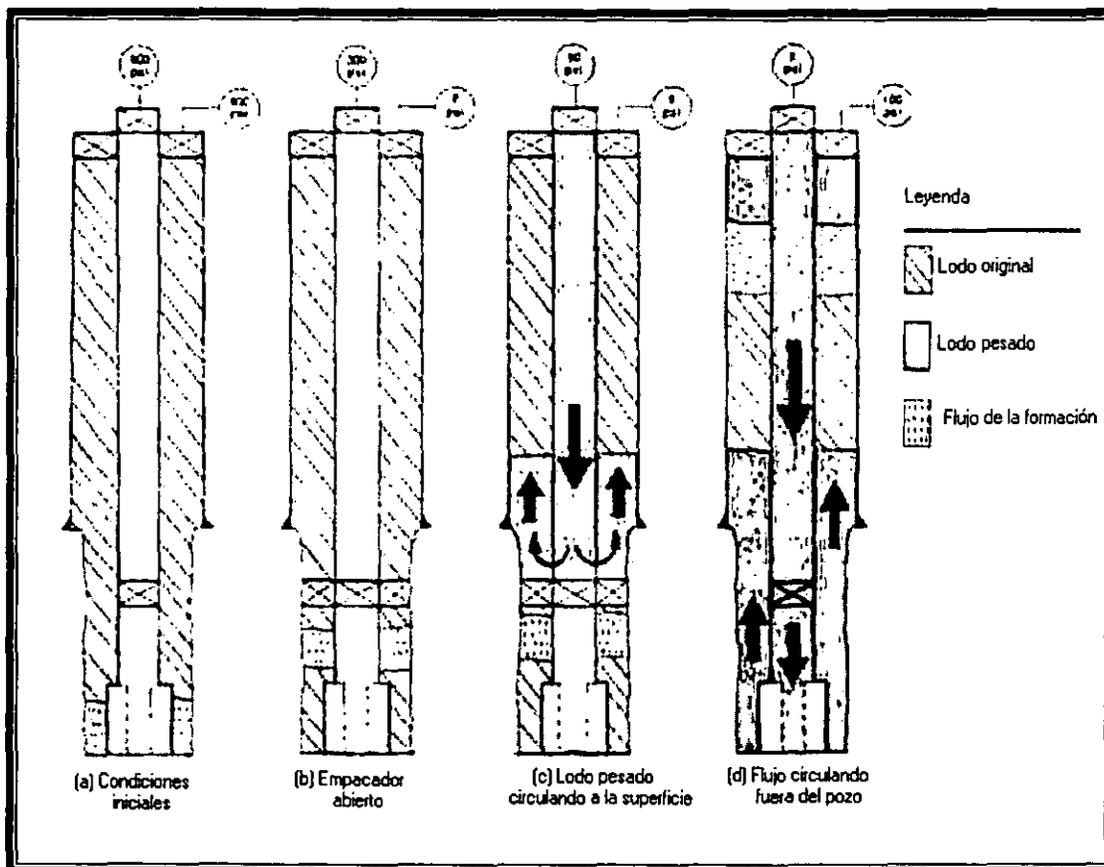


Fig. 2.32 Procedimientos para el control del pozo con un empacador de fondo. <sup>1</sup>

## DISEÑO DEL AREGLO DE PREVENTORES.

Hay varias consideraciones que se deben tomar en cuenta para el diseño de un arreglo de preventores anulares. Entre estas están la presión de diseño, la selección de los componentes y su arreglo, variaciones relativas para condiciones marinas, y sistemas desviadores.

### Presión de diseño.

Hay varios puntos de vista encontrados en los pozos relacionados con los requerimientos de presión para el conjunto de preventores los cuales se deben conocer. Algunos de los argumentos pero no todos, son que la presión de trabajo necesaria no debe ser mayor que el esfuerzo por presión interna a la que esta expuesta la sarta de perforación, ni mayor que la presión de fractura de la formación. Sin embargo, una inspección cercana, demostró que todas estas guías pueden presentar serios problemas cuando son aplicadas en varias situaciones de control de pozos.

La más común de estas guías es que los preventores no necesitan ser esforzados mas que la sarta de perforación a la cual están anexados. La inherente falacia con esta guía es que asume que la sarta de perforación ha sido diseñada apropiadamente para resistir los esfuerzos impuestos por la manifestación. Lo cual regularmente no sucede. Por lo tanto si la tubería no es diseñada apropiadamente, el rango de presiones del preventor también es diseñado incorrectamente.

Procedimientos seguros para diseñar el rango de presiones deben asegurar que los preventores puedan resistir las peores condiciones a las que pudieran estar expuestos. Estas condiciones ocurren cuando todo el fluido de perforación ha sido evacuado del espacio anular y solo tenemos fluido de la formación de baja densidad como gas remanente. Este procedimiento es ilustrado en el ejemplo 2.4.

**Ejemplo 2.4** Un pozo esta siendo perforado a 10,600 pie y tiene una presión de fondo (BHP) equivalente a 10.5 lb/gal de lodo. ¿Qué rango de presión deberá tener el preventor? (Asumir que la densidad del gas es 2.5 lb/gal).

Solución:

- (1) Determinar la máxima presión de fondo esperada.  

$$\text{Presión} = 0.052 * 10.5 \text{ lb/gal} * 10,600 \text{ pies} = 5,787 \text{ psi}$$
- (2) Determinar la presión hidrostática ejercida por el gas que actuara en la zona baja asumiendo que el lodo será evacuado del agujero.  

$$\text{Presión} = 0.52 * 2.5 \text{ lb/gal} * 10,600 \text{ pies} = 1,378 \text{ psi}$$
- (3) La presión impuesta para el preventor deberá ser la diferencia entre la presión de formación y la presión hidrostática ejercida por el gas.  

$$5,787 \text{ psi} - 1,378 \text{ psi} = 4,409 \text{ psi}$$

Los preventores deben estar disponibles para resistir 4,409 psi. Usando las especificaciones del API, el sistema requerirá un rango de presiones de 5,000 psi.

La experiencia sugiere este método debe ser usado siempre en situaciones con pozos someros donde es posible realizar una evacuación completa del lodo. De tal modo, de acuerdo a como la profundidad del pozo vaya incrementando llega a ser mas improbable que la evacuación total del lodo ocurra. Como resultado, una modificación basada en un porcentaje de carga de presión máxima posible deberá ser usado para determinar el rango de presión del preventor. Este porcentaje dependerá de la experiencia del operador. El ejemplo 2.5 ilustra la modificación a la técnica debido a la profundidad.

**Ejemplo 2.5** En una operación en el mar del norte se espera una presión de fondo de 16.0 lb/gal a 16,500 pie. La experiencia del operador dicta que un factor de diseño de 80% deberá ser tomado en cuenta para eventualidades inesperadas. ¿Qué rango de presión deberá tener el preventor? (Asumir una densidad del gas de 2.0 lb/gal).

**Solución:**

- (1)  $BHP = 0.052 * 16 \text{ lb/gal} * 16,500 \text{ pies} = 13,728 \text{ psi}$
- (2)  $\text{Presión del gas} = 0.052 * 2.0 \text{ lb/gal} * 16,500 \text{ pies} = 1,716 \text{ psi}$
- (3)  $\text{Presión resultante} = BHP - \text{Presión del gas} = 13,728 \text{ psi} - 1,716 \text{ psi}$   
 $= 12,012 \text{ psi}$
- (4)  $\text{Presión de trabajo} = \text{Presión resultante} * 80\% = 9609 \text{ psi}$

Entonces, una presión de trabajo de 10,000 psi será necesaria para el conjunto de preventores para el control del pozo.

### **Diseño de los componentes.**

Después de que el rango de presiones para los preventores ha sido seleccionado, el arreglo de los componentes debe ser considerado. El desarrollo común usado para cuatro componentes es: un esférico, uno de arietes para tubería, uno de arietes ciego, y un carrete espaciador. Este arreglo puede ser extendido para cualquier arreglo.

La Fig. 2.33 muestra un apropiado arreglo para estos cuatro elementos. Si un elemento falla, debe haber siempre un sistema de respaldo. Esta secuencia de operación explica el diseño.

**Paso 1.** El preventor esférico es cerrado.

**Paso 2.** Si el preventor esférico falla mientras se esta matando al pozo, el preventor de arietes para tubería de abajo es cerrado.

**Paso 3.** Mientras el procedimiento es ejercido, es cambiado uno de los preventores ya sea el preventor esférico o el preventor ciego por uno de arietes para tubería o pueden cambiarse ambos (el esférico y el ciego).

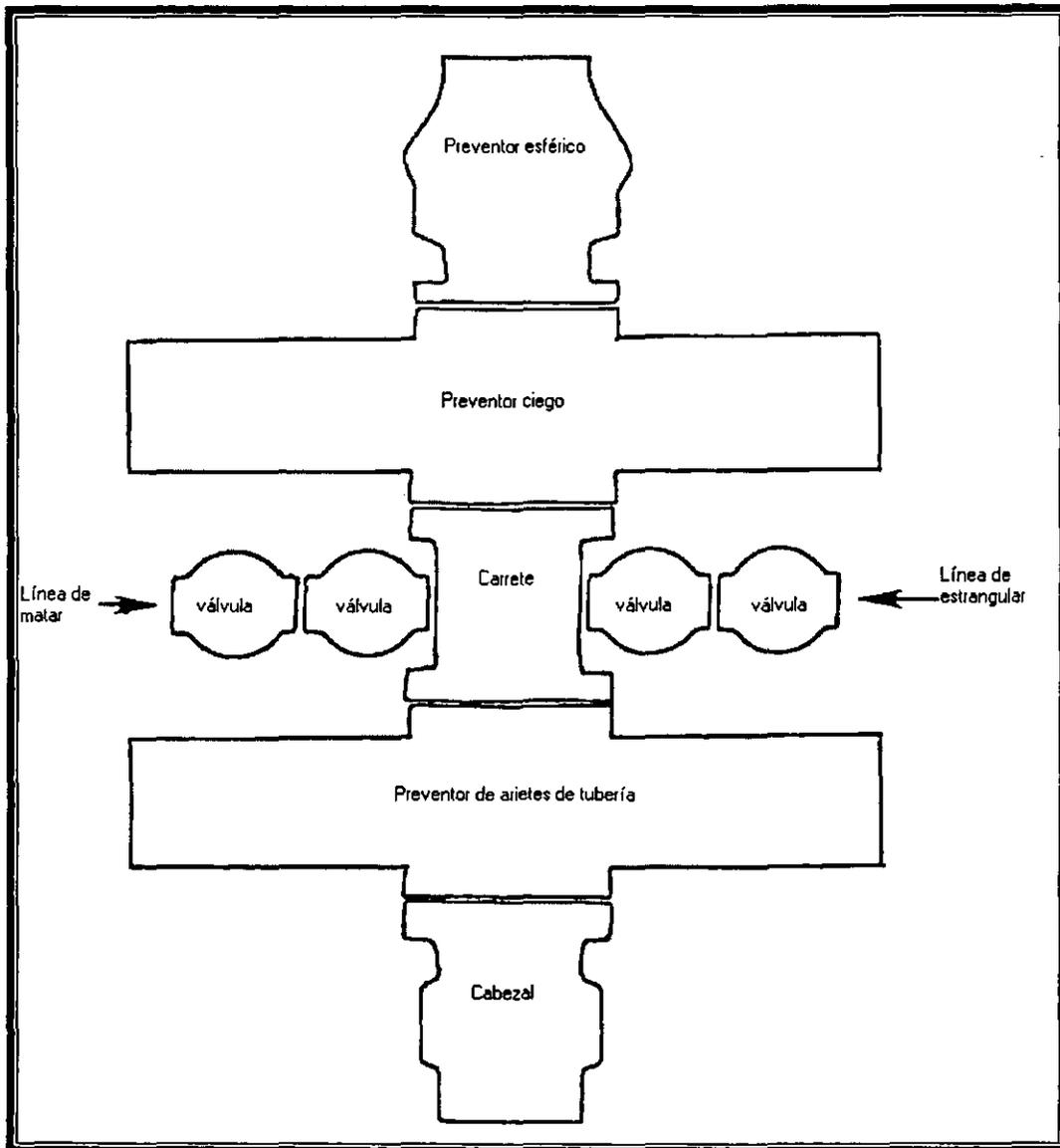


Fig. 2.33 Arreglo básico de preventores "BOP".<sup>1</sup>

Esto implica varios puntos importantes. El preventor bajo de arietes para tubería no sirve para propósitos de circulación este simplemente cierra el pozo mientras son reparados los miembros superiores. Por otra parte, nunca deben ser anexadas líneas de matar o de estrangular debajo del último preventor de arietes para tuberías, por ejemplo en las salidas laterales del cabezal. Fallas en estas líneas significara indudablemente un reventón sin que haya sistema de respaldo para un apropiado control.

Las válvulas adyacentes para el conjunto de preventores deberán ser arreglada basadas en el principio de sistema de respaldo. La válvula interna mas cercana al conjunto de preventores deberá ser usada solo en caso de emergencia mientras que la válvula externa es accionada diario. Como resultado, la válvula externa es generalmente una válvula hidráulica de control remoto durante el procedimiento para el control del pozo.

En perforaciones marinas, el conjunto de preventores es localizado generalmente en el lecho marino. Estos necesitan ciertas instalaciones de seguridad pues en el mar si uno falla no puede haber cambios por lo tanto elementos adicionales deben ser instalados a la mano para controlar posibles eventualidades. En el arreglo típico para operaciones marinas (Fig. 2.34) se ilustra que el mismo desarrollo común de la sección anterior para un mínimo de componentes fue utilizado para asegurar que este construido un sistema de respaldo y este disponible bajo diversas circunstancias. Algunos sistemas de respaldo mostrados en la ilustración son dos preventores esféricos, dos líneas de estrangular, la primera línea arriba y la segunda mas abajo, válvulas de seguridad en cada línea de estrangular y preventor de arietes de corte hasta abajo del arreglo para permitir partir del equipo en caso de una emergencia si fuera necesario.

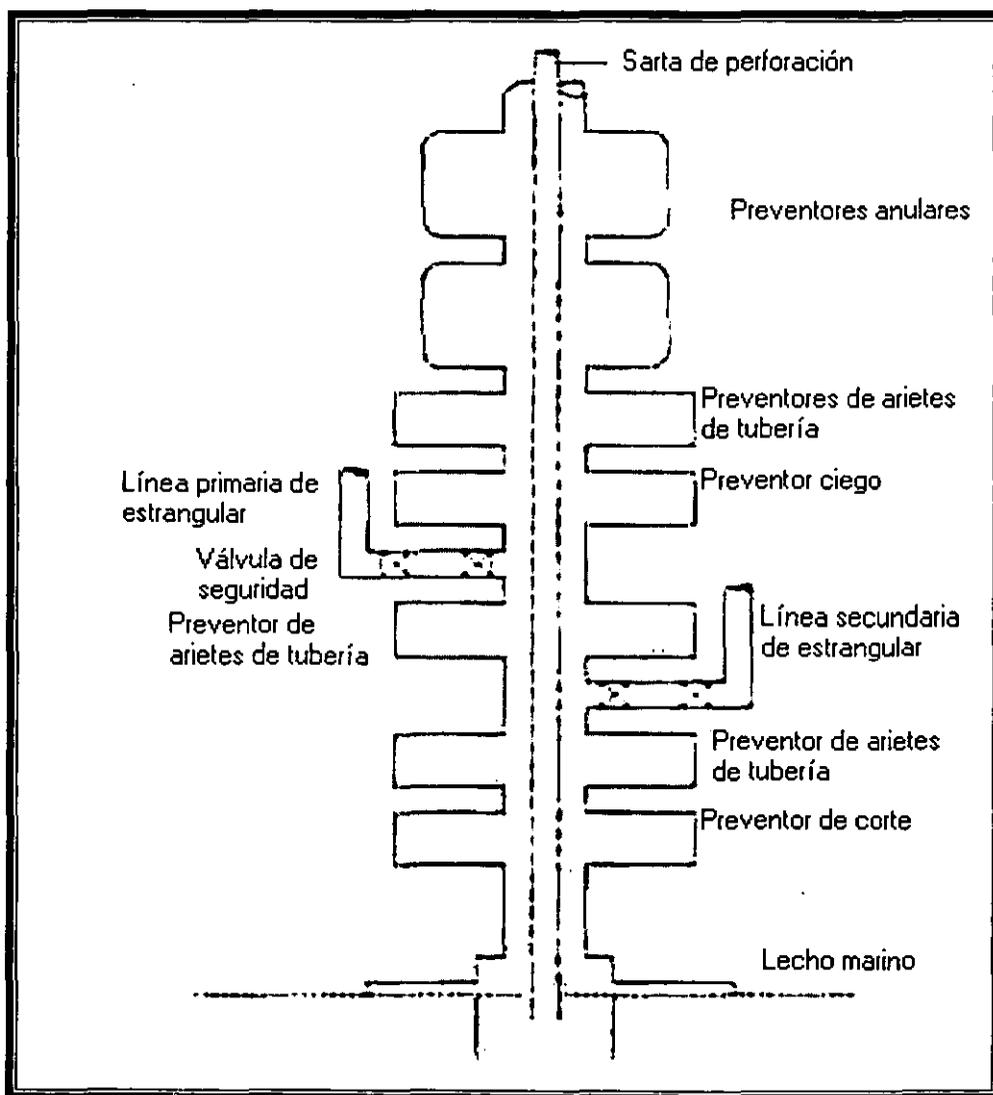


Fig. 2.34 Arreglo marino típico.<sup>1</sup>

En diversas circunstancias en donde se tiene una sección muy somera del pozo no será posible detener dentro la manifestación debido a la insuficiente cantidad de tubería en el pozo para controlar la manifestación. Cuando esto pasa, el reventón deberá ser desviado lejos del equipo usando el arreglo típico de preventores mostrado en la Fig. 2.35. Tan rápido como la manifestación es detectada, la línea de desvío es abierta y el preventor anular es cerrado. Afortunadamente, la mayoría de las manifestaciones que ocurren en esta situación se agotarán rápidamente o una obstrucción en el pozo ayudara a matarlo. El punto importante que se debe recordar en este tipo de manifestaciones someras es que, un procedimiento de control especial es requerido.

El arreglo de la Fig. 2.35 tiene varias características importantes que son recomendadas para los sistemas de desvío. El panel de control es diseñado para un movimiento simple del control hacia un lado abra las válvulas desviadoras y simultáneamente cierre el preventor y el movimiento del control hacia el lado opuesto cerrara las válvulas y abrirá el preventor. Las líneas de desvío deben estar en ángulo de  $180^\circ$  cada una. De ser posible, la línea usada deberá ser la que tome ventaja de la dirección del viento para llevar el reventón lejos del equipo. Estas líneas deben de ser lo mas largas posibles con un diámetro interior mínimo de 6 in.

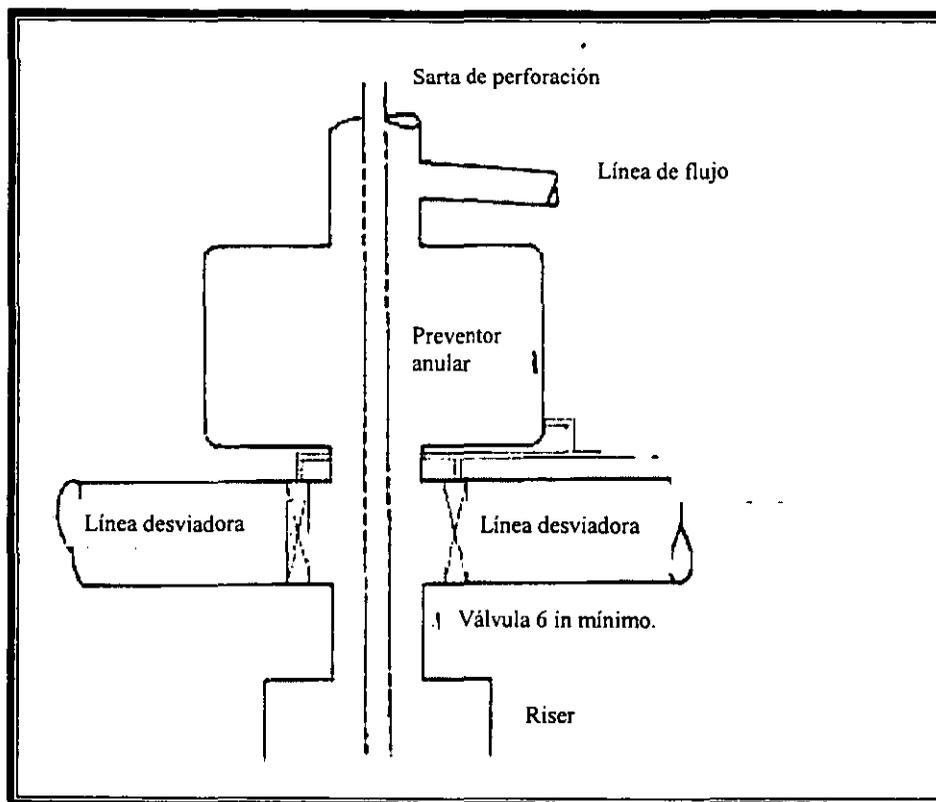


Fig. 2.35 Arreglo típico de desviación.<sup>1</sup>

---

## **ESTRANGULADORES.**

Un estrangulador es alguna herramienta usada para aplicar resistencia al flujo. Esta resistencia crea una contrapresión la cual puede controlar la presión de la formación cuando una manifestación es circulada fuera del pozo.

Muchos tipos de estranguladores han sido usados para propósitos de control de pozos. Entre estos están los estranguladores de orificio y los estranguladores ajustables fabricados con hule o acero. El tipo principal de estranguladores usados hoy en día son los de acero ajustables de control remoto porque son altamente durables con respecto a los de hule, y estos tienen la característica de poder cambiarles el tamaño del orificio rápidamente.

### **Estranguladores de acero ajustables manuales.**

Uno de los tipos mas viejos de estranguladores que aún se usan son los estranguladores de acero ajustables manuales. Este tipo de estranguladores crea una contrapresión con un vástago y un mecanismo de asiento. El fluido pasa a través del asiento u orificio. Como una alteración en la cantidad en el flujo del fluido es requerida una contrapresión, el vástago es posicionado en el asiento para crear una resistencia al flujo. El control de la contrapresión es logrado por el grado en el cual el vástago es forzado.

Ciertos problemas con estos estranguladores han sido notados en su uso en el campo. El vástago y el mecanismo de asiento han exhibido una tendencia hacia la erosión con la turbulencia de este modo se reduce la habilidad de sellado de estas. También, la colocación de estas en el múltiple requiere al operador en el piso de perforación para ser removidas durante la operación lo cual incrementa la dificultad para el procedimiento de control de pozos.

### **Estranguladores de hule ajustables a control remoto.**

Un estrangulador operado hidráulicamente consiste en una manga de hule dentro de un cilindro de acero similar al que se muestra en el esquema dibujado en la Fig. 2.36. La contrapresión es generada por la aplicación de presión hidráulica al plato el cual gira comprimiendo a la manga de hule y disminuye el flujo a través del orificio. El diseño de este tipo de estranguladores fue un gran avance en el equipo para el control de pozos porque ofrece presiones de control variables. La operación por control remoto permite al operador el control del estrangulador desde el piso de perforación.

El problema asociado con los estranguladores de hule eventualmente conducen al desarrollo de estranguladores de acero. Algunos problemas son bajos rangos de presión de trabajo y susceptibilidad a la abrasión y desgaste por hidrocarburos mientras se están circulando los fluidos de la manifestación fuera del pozo. Cortes en la manga de hule fue un problema particular en manifestaciones con gas a alta presión.

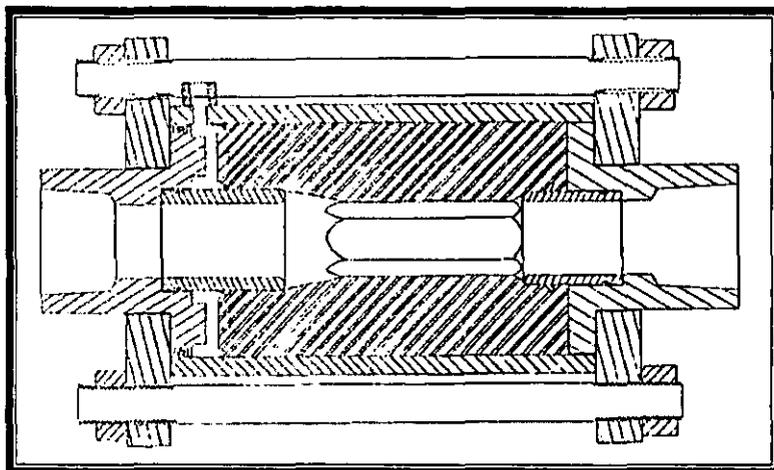


Fig. 2.36 Esquema de un estrangulador de hule.<sup>1</sup>

### Estranguladores de acero ajustables a control remoto.

La llegada de los estranguladores de acero ajustables dio control de la presión en casi todas las situaciones imaginables. Los estranguladores de acero pueden tolerar todo tipo de fluidos de la manifestación por largos periodos de tiempo a alta presión si es necesario.

### Estranguladores Swaco.

Los estranguladores de acero Swaco, (Fig. 2.37) consisten en dos platos de carburo de tungsteno con orificios de media luna los cuales permiten o previenen el paso del flujo de fluidos dependiendo de la posición relativa de los orificios. Los orificios están desalineados en la posición de cerrado y, conforme uno de los platos es rotado sobre el otro, los orificios llegan a ser alineados lo cual permite que el fluido pase a través del estrangulador.

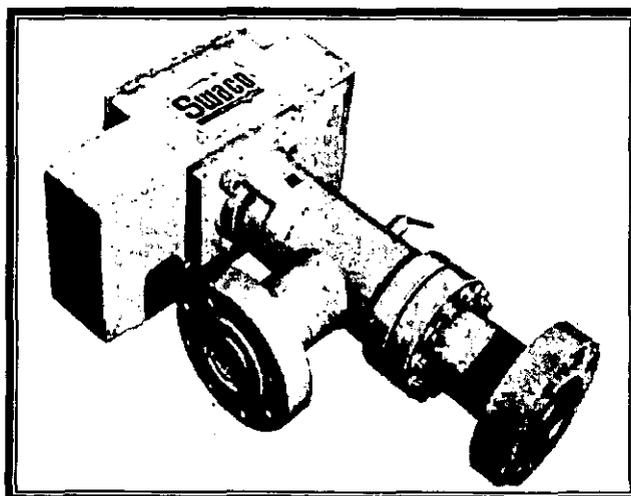


Fig. 2.37 Estrangulador de acero Swaco.<sup>1</sup>

### Características de operación del estrangulador Swaco.

1. El diseño del estrangulador permite un cierre completo.
2. El estrangulador puede ser operado por hidráulica lo cual puede ser con una bomba con un equipo de aire, o una bomba operada manualmente y también puede ser operado manualmente con una barra anexada.
3. Control de velocidad de estrangulación variable.
4. Rangos de presión de trabajo mínima de 10,000 psi.
5. Modelo para operaciones con H<sub>2</sub>S esta disponible.

### Estranguladores Cameron Iron Work.

Los estranguladores Cameron utilizan como sistema una varilla y un cilindro para desarrollar la contrapresión deseable. Lodo es circulado a través del cilindro (asiento) cuando el estrangulador esta abierto (Fig. 2.38 y Fig. 2.39). Cuando el estrangulador es cerrado, la varilla compuerta es forzada hidráulicamente dentro del cilindro para crear una obstrucción y una resistencia al flujo.

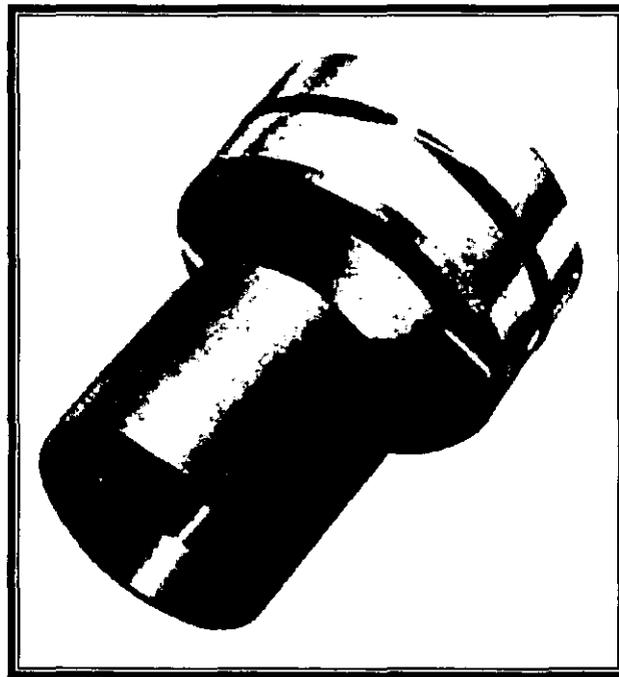


Fig. 2.38 Varilla y asiento Cameron.<sup>1</sup>

### Características de operación del estrangulador Cameron.

1. El diseño del estrangulador no permite un cerrado completo, resultando en una desventaja para las pruebas de presión con agua.
2. El estrangulador puede ser operado hidráulicamente lo cual significa por una bomba y un suministro de aire, hidráulicamente con un bote de nitrógeno anexado, y con una bomba operada manualmente.

3. Control de velocidad de estrangulación variable.
4. Rangos de presión de 5,000 psi – 20,000 psi.
5. Todos los modelos de estranguladores están diseñados para funcionar en operaciones con  $H_2S$ .
6. Tanto la compuerta como el asiento están hechos de carburo de tungsteno.
7. La compuerta y el asiento son reversibles para doble vida.
8. Una opción de "presión máxima permisible en el múltiple de estrangulación" esta disponible para la presión de 10,000 psi, el estrangulador automáticamente abrirá cuando la presión exceda al valor presente.
9. Al panel de control de estrangulación puede conectarse por separado dos válvulas y operarlas alternativamente una u otra con un switch en la cara del panel.

El panel de control para los estranguladores contendrá generalmente los medidores y controles necesarios para el monitoreo del pozo durante la operación del control del pozo. El panel deberá contener las presiones exactas en las tubería de perforación y de revestimiento, un contador acumulativo de las emboladas de la bomba, y una palanca para el control de los estranguladores. Algunos opcionalmente tienen también en el panel una palanca para el control de la velocidad de estrangulación, indicador de la posición relativa del estrangulador y switches de control automático.

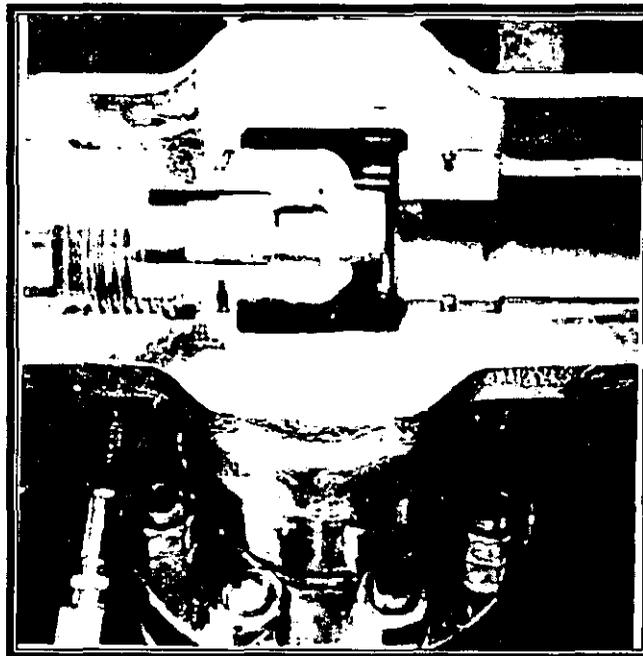
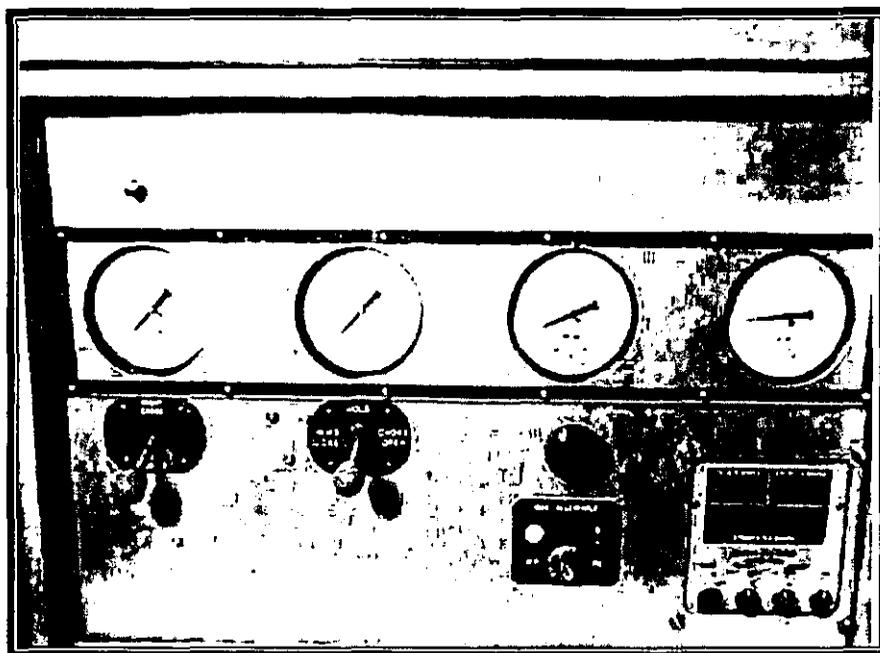


Fig. 2.39 Estrangulador Cameron.<sup>1</sup>

El panel debe ser instalado donde el operador pueda comunicarse con el personal clave como son el perforador, cerca de la estación de control de prevención de brotes, y debe tener una buena iluminación para facilitar la lectura exacta de la presión. La Fig. 2.40 es un ejemplo del panel de control Cameron.

Fig. 2.40 Panel de estrangulación Cameron.<sup>1</sup>

### **MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN (Manifold).**

El múltiple de estrangulación es un arreglo de válvulas, líneas, y estranguladores diseñados para el control del lodo y los fluidos de la manifestación provenientes de espacio anular durante el proceso para matar al pozo. Una de las características del manifold es que puede trabajar bajo una gran variedad de fluidos como son lodo, aceite, o gas, así como a altas presiones, flujos corriente arriba y corriente bajo, con obstrucciones en la producción de fluidos como son arena, arcillas o algunos empaques de tubería. El manifold debe controlar las presiones usando uno de sus varios estranguladores. Esto deberá desviar el flujo hacia algún área pudiendo ser el quemador, el la presas de desechos o la presa de lodos. El estrangulador debe tener rangos de presión iguales a los del conjunto de preventores, y se deben conocer todas las especificaciones de los preventores. Es conveniente que éste sea anclado para prevenir movimiento durante la operación para matar al pozo. Los estranguladores deben tener la característica de poder acceder a ellos fácilmente desde el manifold, y las líneas debe de estar construidas lo mas recto posible. Todas la líneas y válvulas deben tener un diámetro interno consistente para minimizar la erosión por la turbulencia por los cambios de diámetro.

### Diseño de un manifold.

El principio aplicado para el diseño del arreglo de preventores será también aplicado en el diseño del múltiple de estrangulación. Un apropiado procedimiento debe asegurar que se tenga disponible un sistema de respaldo por si la primera herramienta fallara.

La Fig. 2.41 ilustra un múltiple de estrangulación recomendado para la mayoría de las operaciones de perforación. Nótese que este diseño contiene todos los requerimientos para un múltiple de estrangulación. Cojinetes son usados en las conexiones corriente abajo para actuar como un amortiguador hidráulico y minimizar la erosión. Un tapón ha sido provisto para permitir la presurización del manifold para prevenir rompimientos de presión cuando la válvula cerca del arreglo de preventores es abierta. Se tiene una línea directa desde los preventores hasta el quemador para el gas por si fuera necesario desviar temporalmente el pozo. Nótese que este diseño no constituye un verdadero sistema de desviación.

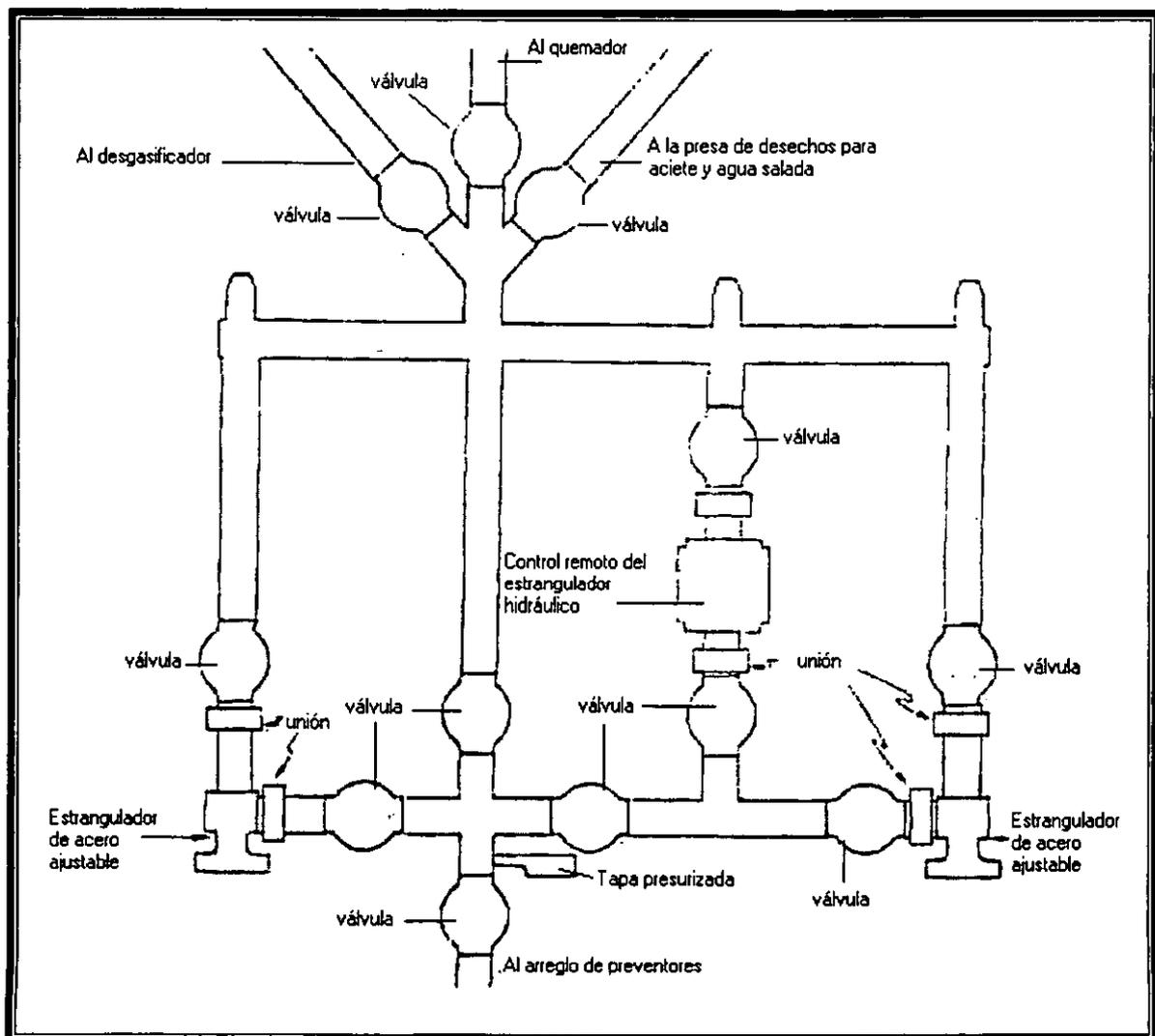


Fig. 2.41 Diseño típico de un múltiple de estrangulación.<sup>1</sup>

---

## **PRUEBA DE PREVENTORES (Testing).**

Después de que el arreglo de preventores ha sido instalado, debe ser probado con presión para asegurarse de que puede controlar las presiones para el cual fue diseñado y debe ser periódicamente vuelto a probar para un mantenimiento integral de la presión. Consideraciones importantes en las pruebas de preventores son: los fluidos con los que se prueba, las presiones, el equipo de prueba, y la frecuencia con la que se prueba.

### **Fluidos de prueba.**

El agua limpia es quizá el mejor fluido por su disponibilidad y porque ésta no creara pequeños tapones como lo haría el lodo. Si gas a alta presión está siendo utilizado para la perforación, se deberá probar con un gas inerte como nitrógeno. Oxígeno o gases de hidrocarburos nunca deben ser usados para probar el arreglo de preventores.

### **Presiones de prueba.**

Un procedimiento de prueba con alta y baja presión debe ser empleado. En la prueba con alta presión debe ser utilizada, ya sea, la presión de trabajo del arreglo de preventores o la máxima presión esperada calculada previamente en el ejemplo 2.4 y 2.5. La presión de trabajo de los preventores es la opción recomendada. Esta presión debe ser usada para probar todo el equipo para la prevención de reventones (el arreglo, la flecha, y el manifold) excepto el preventor esférico. La vida del preventor esférico es dependiente de la presión impuesta y del número de actuaciones, por lo tanto, la presión de prueba usada para estos es generalmente el 70% de la presión usada para el resto del arreglo.

En la prueba de baja presión un rango de 100 a 300 psi debe ser aplicada. Además de que el arreglo debe ser lavado y limpiado con agua previamente antes de la prueba, aunque es difícil remover por completo la existencia de suciedad por partículas de lodo.

### **Equipo de prueba.**

Las bombas usadas para generar presión para las pruebas de los preventores pueden ser cualquier tipo que sea capaz de lograr la presión deseada. De cualquier modo, la mayoría de las pruebas de presión se realizarán con bombas ajenas a las del equipo, una pequeña bomba de alta presión puede ser usada. En muchas aplicaciones, una bomba de las que se usan en las cementaciones (unidad de alta) puede ser usada si esta es adecuada. Si no se tiene disponible, varias compañías de servicios ofrecen pruebas de preventores y proveen una pequeña bomba de alta presión. Regularmente, el sistema de acumuladores puede ser ajustado para el equipo de pruebas de preventores.

Mientras se prueban los preventores, no es deseable exponer a la tubería ni a las secciones de agujero descubierto a las pruebas de presión usadas en los preventores. Algunos tipos de tapones de prueba debe ser colocados en el fondo de los preventores para prevenir que esto ocurra. Los tapones mas comúnmente usados son los del tipo cabezal (wellhead), los tipo tazón (cup), o una combinación de cabezal / tazón.

Los tapones tipo cabezal son diseñados para asentar en la cabeza del pozo los cuales generalmente sellara en un solo tipo de cabezal (Fig. 2.42). El tapón es bajado dentro de la cabeza con una junta de tubería de perforación o una junta especial de prueba para probar los preventores de arietes de tubería y el preventor esférico. La tubería es removida con el tapón de prueba descansando en el cabezal para probar el preventor de arietes ciego.

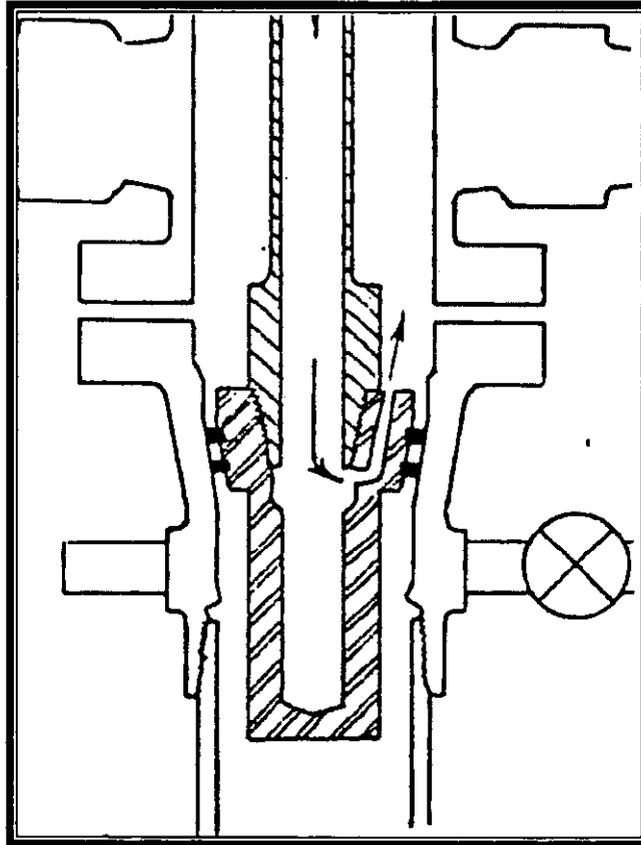
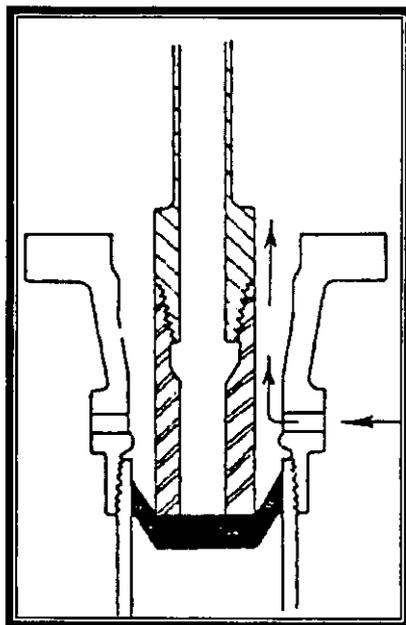


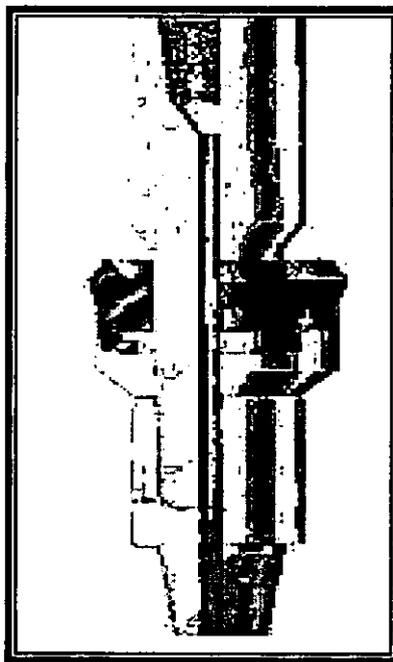
Fig. 2.42 Tapón tipo cabezal. <sup>1</sup>

Si un tapón tipo cabezal es usado, se debe tener cuidado de asegurarse que el tapón usado este diseñado para el cabezal existente. Algunas veces cabezales con las mismas dimensiones requieren diferentes tapones. Como un ejemplo, para un cabezal fabricado de 7 in existen siete diferentes tapones de prueba debido a pequeñas variaciones del cabezal.

Los tapones tipo tazón (Fig. 2.43 y 2.44) son mas universales ya que estos están diseñados para asentar en la tubería y no en el cabezal. Además los tapones tipo tazón pueden ser colocados en cualquier punto de la tubería , los especialistas en pruebas de presión recomiendan que sean posicionados opuestamente a las cuñas en el carrete o cabezal.

Fig. 2.43 Tapón probador tipo tazón.<sup>1</sup>

Como los tapones tazón no son soportados por el cabezal, la fuerza creada por la prueba de presión debe ser soportada por la tubería o las juntas de prueba. Los tapones tipo tazón no pueden ser usados para las pruebas de los preventores de aríetes ciego.

Fig. 2.44 Tapón probador Cameron "F" tipo tazón.<sup>1</sup>

Una combinación de tapones está disponible y ofrece las ventajas de ambos (Fig. 2.45). El tapón es soportado por el cabezal y permite probar el preventor de arietes ciego mientras la el tapón tipo tazón crea una presión de sello.

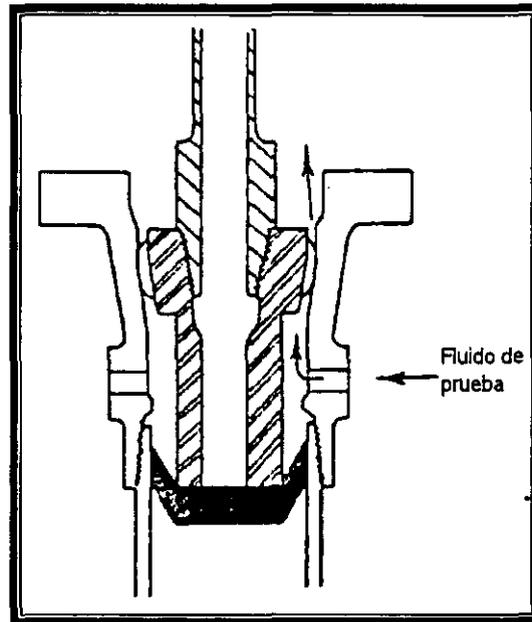


Fig. 2.45 Tapón probador tipo combinación cabezal / tazón.<sup>1</sup>

### Frecuencia de prueba.

Los preventores deben ser probado por primera vez al terminar su instalación inicial. Ellos deben ser vueltos a probar cada semana y después de cualquier reparación que requiera interrumpir la conexión de la presión. Muchas operaciones requieren que el equipo sea probado antes de entrar a la zona de transición. Después de que la prueba ha sido completada, se debe anotar en el informe matutino y un reporte de la prueba debe ser completado y actualizado en el archivo de la historia del pozo.

### EQUIPO AUXILIAR.

#### Sistema de acumuladores.

El propósito del sistema de acumuladores es el proveer energía de cierre para todos los miembros del conjunto de preventores de reventones. Esto es usualmente hecho con un sistema hidráulico diseñado y construido para proveer potencia de cierre para el equipo en 5 segundos o menos y mantener la presión requerida.

El trabajo ejercido del acumulador es función del aceite hidráulico almacenado bajo una compresión con un gas inerte, usualmente nitrógeno. Cuando los preventores son accionados, el aceite presurizado es liberado y los preventores son abiertos o cerrados.

Las bombas hidráulicas rellenan el acumulador con la misma cantidad de fluido que fue usado para el trabajo de los preventores. La Fig. 2.46 muestra un acumulador el cual incluye el bote, bombas, controles, y un tanque de aceite hidráulico.

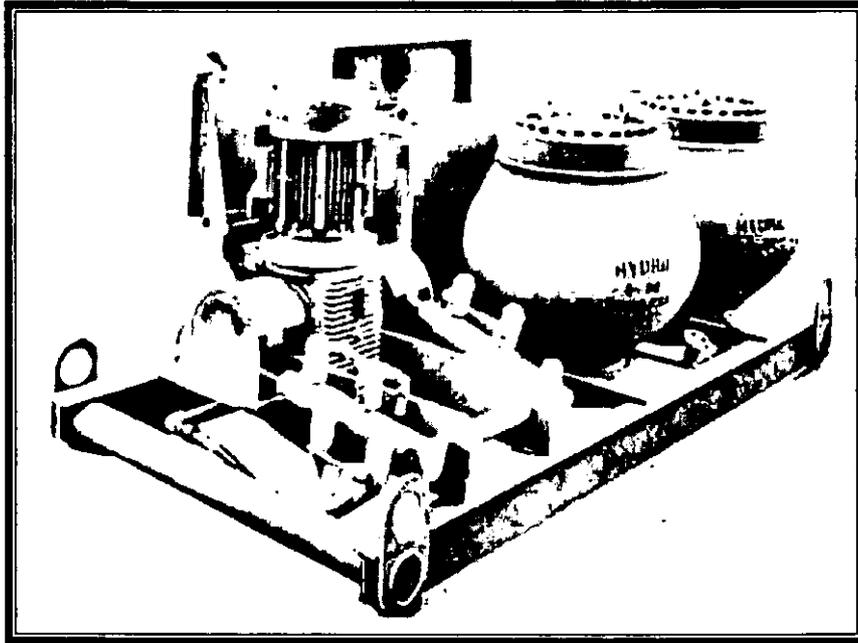


Fig. 2.46 Acumulador.<sup>1</sup>

Generalmente es aplicada una precarga de presión de nitrógeno para asegurar que todo el aceite pueda ser forzado desde el bote cuando sea necesario. El acumulador debe ser equipado con varios reguladores de presión para que la presión en las diferentes etapas pueda ser mantenida con la unidad. Como ejemplo, un acumulador de 3,000 psi de presión es recomendado en la mayoría de los casos pero la presión debe ser regulada para proveer una presión de 1,500 psi para el preventor esférico, ya que es la máxima presión de cierre recomendada para la mayoría de los preventores esféricos. Una válvula bypass es contenida dentro del sistema de acumuladores para usarse si llegara a ser necesario usar toda la presión de cierre de los preventores en condiciones de emergencia. Otro propósito del sistema hidráulico es mantener una presión constante cuando la tubería es removida a través del preventor esférico.

El acumulador debe tener la habilidad de cerrar un mínimo de tres elementos del arreglo, uno de estos debe ser el esférico, sin tener una recarga el acumulador. Muchas operaciones requieren que el acumulador cierre todos los miembros del arreglo sin tener recarga. Un total del 50% del fluido original debe quedar remanente como una reserva después de la activación del acumulador. Una presión final mínima de 1,200 psi es requerida para asegurar que los preventores permanecerán cerrados.

---

## **EQUIPO DE MEZCLADO DEL LODO.**

Durante el proceso para matar al pozo, llega a ser necesario incrementar la densidad del lodo con la adición de materiales pesados como son la barita. Por esto la importancia del diseño de estos sistemas de mezclado de lodo para que la densidad pueda ser incrementada lo más rápidamente como sea posible. Los tres componentes esenciales en el sistema del lodo envueltos en este proceso son las bombas mezcladoras, la tolva, y la barita.

### **Bombas mezcladoras.**

Las bombas mezcladoras de lodo puede ser de cualquier tipo que sirvan para añadir material pesado y químicos a la corriente de lodo. Sin embargo las bombas centrífugas son generalmente usadas para este propósito. Las bombas centrífugas consisten en impeles, líneas de succión y descarga, y una fuente de poder. El lodo entra a la bomba por la línea de succión, se acelera debido a la acción centrífuga de los impeles, y sale por la línea de descarga a altas velocidades. El tamaño de la bomba centrífuga dependerá de la función que esta deba servir.

### **Tolvas de lodo.**

Las tolvas son usadas para añadir material pesado a la corriente de lodo durante las manifestaciones. La tolva consiste en líneas de entrada y salida de lodo, un jet, y una o mas válvulas

### **Sistema de barita.**

La barita es comprada comercialmente de diversas formas. El tamaño de la partícula es usualmente de grado fino para propósitos de perforación pero puede ser obtenida de grado grueso la cual es removida por una temblorina durante la primera circulación. La de grado grueso no se recomienda que sea usada cuando no desea tener sólidos remanentes. La barita puede ser obtenida por tonelaje en silos o en sacos de 50 o 100 libras. Los sacos no son convenientes en las operaciones de control de pozos, ya que, usualmente son arreglados en montones de 30, por lo cual espacio y tiempo es consumido en tomar un saco individual y moverlos para su accesibilidad.

Los silos con material son preferidos para el control de pozos porque menor número de miembros de la cuadrilla son necesarios para la mezcla y el tiempo para aumentar el peso es generalmente mucho mas corto. Los silos tienen una capacidad de 500 a 1,500 sacos y pueden ser usados con la tolva una vez que sean anexados. Con este sistema, grandes volúmenes de barita pueden ser adicionados rápidamente sin necesidad de cortadores de sacos, ni paletas movedoras.

### **Equipo de bombeo del lodo.**

Hay varios tipos de bombas que pueden ser usadas durante una circulación normal y durante los procedimientos para matar al pozo. Los dos principales tipos, son la bomba duplex de doble acción y la bomba triplex de simple acción. Otro tipos de bombas están disponibles pero generalmente son basadas en el mismo principio que las dos primeras.

La bomba duplex de doble acción tiene dos líneas con cuatro sets para válvulas de succión y descarga. Un set de válvulas es localizado en cada una de la terminales de las líneas entonces el fluido es bombeado cuando la carrera del pistón es hacia adelante así como cuando va en dirección contraria. La bomba tiene la característica de bombear grandes volúmenes de fluido a relativamente bajo ritmo de emboladas.

La bomba triplex de simple acción tiene tres líneas con un set de válvulas localizado en las terminales de cada línea. La bomba generalmente tiene ritmos mas altos de emboladas que la duplex pero el volumen de salida es menor. Experiencias han mostrado que la bomba triplex tiene una mejor resistencia al uso y es mas fácil su mantenimiento.

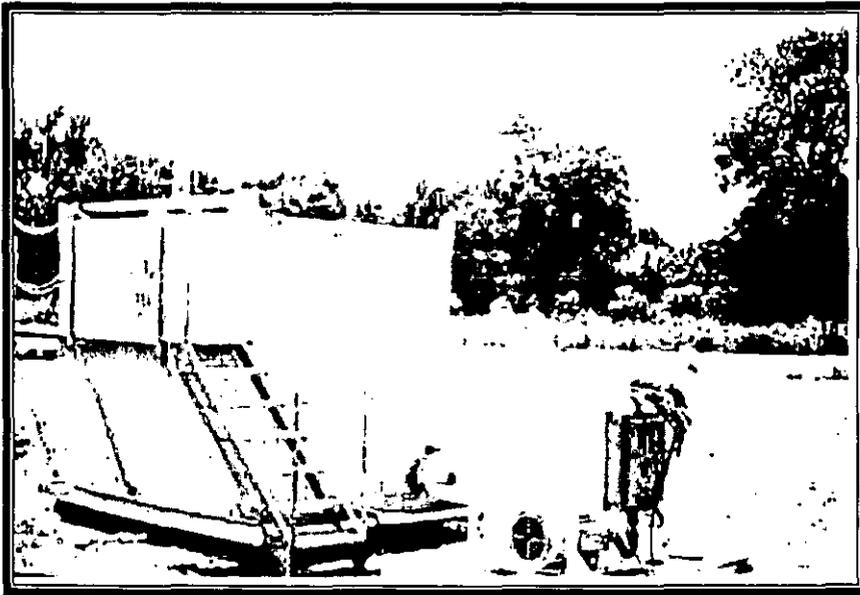
### **Equipo viajero de monitoreo.**

Este equipo es necesario para monitorear la cantidad de lodo existente o entrante al pozo mientras la sarta de perforación es bajada o sacada. El monitoreo, o medición, puede ser hecho usando las bombas del equipo o calculando el número de emboladas requeridas para llenar el pozo, o usando un tanque viajero.

Un tanque viajero es cualquier tanque en el cual el volumen de lodo pueda ser medido exactamente dentro de un rango de  $\pm 1.0$  barriles. Conforme la tubería es sacada del agujero, el lodo del tanque permite ir llenando el agujero conforme vaya siendo necesario, el cual al mismo tiempo denota la cantidad de lodo que va siendo usado. El lodo puede llenar el pozo por alimentación gravitacional, o por bombeo con la línea de descarga desde el niple de campana hacia el tanque. La Fig. 2.47 es un ejemplo de un tanque viajero. La ventaja de un tanque viajero sobre los contadores de emboladas es que tiene un continuo llenado y no requiere mucha atención del personal de perforación.

### **Desgasificadores.**

El propósito de los desgasificadores es remover el aire o gas que viaja dentro del sistema de lodo para asegurar que el lodo conserve su densidad adecuada cuando esta siendo recirculado por la tubería de perforación. Si el gas o aire no es removido, las mediciones de la densidad del lodo dentro del pozo pueden ser engañosas. Esto llevara a la adicción innecesaria de cantidades de material pesado de esto modo teniendo densidades verdaderas del lodo dentro del pozo mayores a la densidad deseada. El tipo mas común de desgasificadores son los de vacío y atmosféricos.

Fig. 2.47 Tanque viajero.<sup>1</sup>

Los separadores atmosféricos son probablemente la primera línea de defensa para remover el gas en la mayoría de las operaciones de control de pozos. Un típico esquema es mostrado en la Fig. 2.48. El lodo y gas entran por la parte superior y la separación es permitida a través de la segregación gravitacional. Esta unidad es muy empleada por su fácil operación, mantenimiento, y construcción así como su habilidad para remover grandes volúmenes de gas. Debe tomarse en cuenta que la línea de ventilación debe ser lo suficientemente larga para asegurar que el gas no será ventilado cerca del piso de perforación, por ejemplo, la parte superior de una grúa.

Los problemas asociados con esta unidad son que la construcción del cuerpo del desgasificador no es lo suficientemente largo y el pequeño diámetro de las líneas de ventilación.

Los desgasificadores de vacío consisten en un tanque generador de vacío el cual, en efecto, secuestra el gas del lodo debido a la segregación gravitacional. Algunos desgasificadores tienen una pequeña bomba para crear un vacío mientras otras similares a las mostradas primeramente usan una bomba centrífuga mezcladora para crea el vacío.

Hay varios tipos de desgasificadores disponibles como son los de tipo de rocío centrífugo o separadores presurizados. Los de tipo de rocío centrífugos son relativamente nuevos, y tienen las características deseables de fácil instalación y operación. Los separadores presurizados son talvez los mejores desgasificadores para muchas operaciones de control de pozos y tienen un buen record de servicio bajo estas condiciones (Fig. 2.49). La unidad es quizá un poco compleja para su operación y mantenimiento.

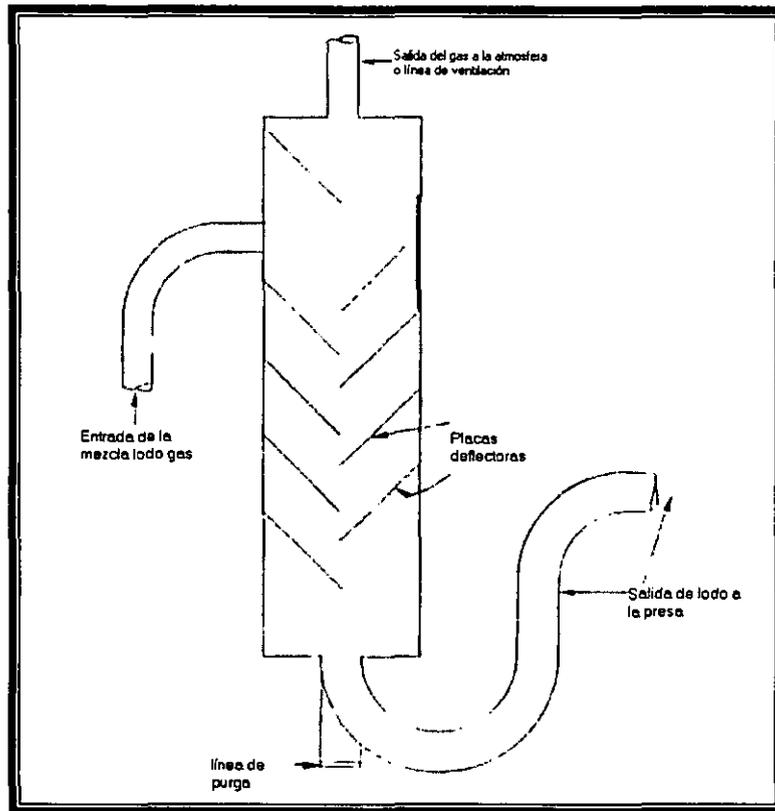


Fig. 2.48 Esquema de un típico desgasificador atmosférico.<sup>1</sup>

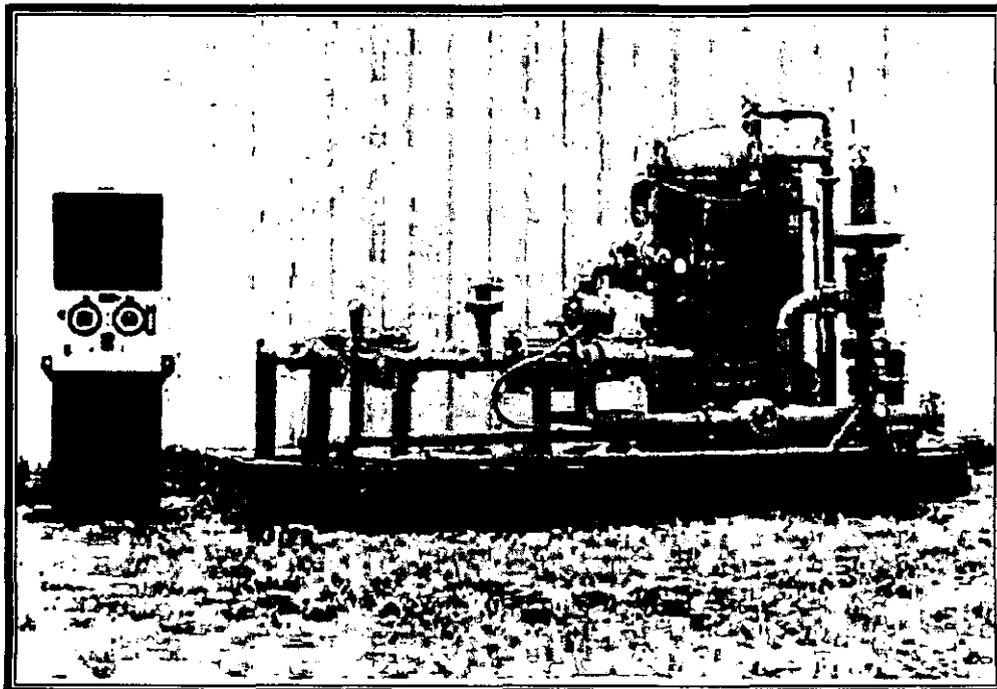


Fig. 2.49 Separador presurizado.<sup>1</sup>

### **Equipo de monitoreo de lodo.**

El monitoreo del sistema de lodo es una importante tarea que debe ser completada para mantener el control de la seguridad del pozo. El lodo proveerá señales de advertencia e indicadores de una posible manifestación que pueden ser usados para reducir la severidad de la manifestación debido a una temprana detección. Si este sistema es monitoreado adecuadamente, otros problemas de perforación como son pérdida de circulación pueden ser minimizados.

### **Detectores de flujo.**

Cuando una manifestación ocurre, una de las primeras señales de advertencia serán el incremento del flujo proveniente del pozo. Un monitor para el flujo es diseñado para medir el flujo de lodo y , si ocurriera cualquier cambio anormal , el monitor deberá registrar el cambio y sonara la alarma notificando a la cuadrilla. El detector de flujo no solo advierte manifestaciones, sino también pérdidas de circulación que ocasionan que el flujo disminuya. El tipo mas común de detectores de flujo es una aleta (flapper) localizada en la línea de flujo. Un resorte a tensión es anexado a la aleta y ajustado. Si el flujo de lodo incrementa, la aleta cambia de posición y crea una nueva tensión en el resorte la cual será registrada por el monitor. Lo contrario también es cierto cuando ocurren pérdidas de circulación.

Un contador de emboladas es un procedimiento viable para el llenado del pozo conforme la tubería es sacada. El monitor de flujo puede ser sincronizado con la bomba de lodo para que cuando haya señal de manifestación, automáticamente las bombas empiezan a trabajar y registren el número de emboladas requeridas para llenar el pozo.

### **Monitores de presa.**

Otra señal clave de advertencia de una manifestación es un incremento en el volumen en la presa. De acuerdo a la cantidad de fluido de la formación que entra al agujero, un volumen igual de lodo será desplazado dentro de la presa el cual puede ser registrado por un apropiado equipo de detección.

La base de la mayoría de los sistemas de monitoreo es el nivel del flotador en la presa al cual ha sido anexado un registrador calibrado.

### **Detectores de gas.**

Hay varios detectores de gas disponibles que funcionan con diferentes principios. De cualquier forma, todos reportan en general el contenido de gas como unidad de gas en la corriente de lodo. Cuando una cierta cantidad de gas ha sido censada, una alarma sonara o una señal luminosa alertara a la cuadrilla. Las desventajas de los detectores de gas son los problemas de mantenimiento, la inhabilidad para funcionar en grandes concentraciones de gas, y un error natural en la detección de manifestaciones.

## CAPÍTULO 3.

### *"FUNDAMENTOS TEÓRICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL CONTROL DE POZOS."*

#### **INTRODUCCIÓN A LAS MANIFESTACIONES.**

Diferentes problemas de perforación confronta el operador día a día. Entre estos están pérdida de circulación, pegaduras de tubería, control de la desviación, y control de pozos. El problema considerado en esta discusión es el control de pozos.

Una manifestación puede ser definida como un problema de control del pozo en el cual la presión encontrada dentro de la formación perforada es mayor que la acción de la presión hidrostática ejercida en el pozo o cara de la formación. Cuando esto ocurre, la presión mayor de la formación tiene una tendencia de forzar a los fluidos de la formación dentro del pozo. Este flujo de fluidos es llamado manifestación. Si este flujo es controlado exitosamente, la manifestación ha sido matada. Un reventón es el resultado de una manifestación incontrolable.

La severidad de la manifestación depende de varios factores. Uno de los mas importantes es de la habilidad de la roca para permitir que ocurra un flujo de fluidos. La permeabilidad de la roca describe esta habilidad de permitir el movimiento de fluidos. Las mediciones de porosidad nos indican la cantidad de espacio en la roca que contiene fluidos. Una roca con alta permeabilidad y alta porosidad tiene un mayor potencial para un severa manifestación que una roca con baja permeabilidad y porosidad. Como ejemplo, las arenas son consideradas con un mayor potencial que las arcillas porque, en general, las arenas tienen mayor permeabilidad y porosidad que las arcillas.

Otra variable de control de manifestaciones severas es la cantidad de presión diferencial envuelta. La presión diferencial es la diferencia entre la presión de los fluidos de la formación y la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo. Si la presión de la formación es mucho mayor que la presión hidrostática, una gran diferencial de presión negativo existe. Si esta presión diferencial negativa es asociada con alta permeabilidad y porosidad en la roca, una manifestación severa puede ocurrir.

Una manifestación puede ser clasificada de varias maneras. Una de estas depende del tipo de fluido de la formación que ha entrado al pozo. Los fluidos pueden ser gas, aceite, agua salada, agua con cloruro de magnesio, gas con sulfuro de hidrógeno, y dióxido de carbono. Si gas entra al pozo, la manifestación puede ser llamada manifestación de gas. Además, si un volumen de 20 barriles de gas ha entrado al pozo, la manifestación puede nombrarse manifestación de gas de 20 barriles.

Otro método para clasificar las manifestaciones depende del incremento de la densidad de lodo necesaria para el control del pozo y matar un potencial reventón. Como un ejemplo, si una manifestación requiere incrementar la densidad del lodo en un 0.7 lb/gal para el control del pozo, la manifestación puede ser llamada manifestación de 0.7 lb/gal.

---

Es interesante hacer notar que en promedio las manifestaciones requieren un incremento en la densidad del lodo de 0.5 lb/gal o menos.

Una consideración adicional importante en el control de pozos es la cantidad de presión que la formación puede soportar sin inducir una fractura. Una medida de este tipo de esfuerzo de la roca es frecuentemente llamada gradiente de fractura y usualmente expresado en lb/gal equivalentes en densidad de lodo.

El término densidad equivalente es la sumatoria de todas las presiones que son ejercidas en las paredes del pozo y puede incluir la presión hidrostática del lodo, la presión que surge debido al movimiento de tubería, la presión por fricción aplicada contra la formación como resultado del bombeo del fluido de perforación, o cualquier presión de tubería causada por una manifestación.

Como un ejemplo, si el gradiente de fractura de una formación determinada es 16.0 lb/gal, el pozo puede resistir cualquier combinación de presiones de las mencionadas anteriormente que permita una presión igual a la equivalente a una columna de 16.0 lb/gal de lodo a la profundidad deseada. Está combinación podría ser (1) 16.0 lb/gal de lodo, (2) 15.0 lb/gal de lodo y alguna cantidad de presión de tubería, (3) 15.5 lb/gal de lodo y una pequeña cantidad de presión de tubería, o (4) muchas otras posibles combinaciones.

### **CAUSAS DE LAS MANIFESTACIONES.**

Las manifestaciones ocurren como resultado de una presión de formación que llega a ser mayor que la presión hidrostática lo cual ocasiona que los fluidos fluyan de la formación hacia adentro del pozo. En casi todas las operaciones de perforación, el operador intenta mantener una presión hidrostática mayor que la presión de formación y de este modo prevenir cualquier manifestación. En ocasiones sin embargo, y por varias razones, la presión de la formación excederá la presión ejercida por el lodo y una manifestación ocurrirá. Un estudio de razones para este desbalance de presiones explicará la causa de las manifestaciones.

#### **Densidad insuficiente del lodo.**

Una densidad insuficiente del lodo es una de las causas predominantes en las manifestaciones. En estos casos, una zona permeable es perforada usando una densidad del lodo que ejerce una presión menor que la presión de la formación dentro de la zona. Como resultado de este desbalance de presiones, los fluidos comienzan a fluir dentro del pozo y ocurre una manifestación.

Una presión anormal de formación es regularmente asociada con esta causa de las manifestaciones. Una presión anormal de formación es aquella presión que es mayor que las presiones observada bajo condiciones normales. Una presión normal es aquella presión igual a la que ejercería una columna llena de agua de formación, por tanto las presiones anormales serán aquellas que ejerzan presiones mayores a las de una columna llena de agua de formación.

Si una de estas presiones anormales es encontrada mientras se perfora con una densidad de lodo insuficiente para esta zona, una gran potencial para una manifestación puede ser desarrollado. Si la manifestación ocurre o no depende de la permeabilidad y porosidad de la roca.

Hay varios métodos que pueden ser usados para estimar la presión de la formación en un esfuerzo por prevenir este tipo de manifestaciones. Algunos de estos métodos son listados en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Indicadores de presión anormal.

Métodos cualitativos.	Métodos cuantitativos
Paleontología	Densidad de las arcillas
Análisis de registros	Exponente "d"
Temperatura anormal	Ritmo de penetración normalizado
Contador de gas	Otras ecuaciones de perforación

Las manifestaciones causadas por densidad insuficiente de lodo como se puede ver tienen una obvia solución la cual es que se perfora con lodos de alta densidad para evitar este problema. Si embargo, esto no es siempre la solución más viable por varias razones. La primera, altas densidades de lodo pueden exceder el gradiente de fractura de la formación e inducir a una invasión subsuperficial. La segunda, que una densidad excesiva del lodo reduce el ritmo de penetración. De este modo, la mejor solución será mantener la densidad del lodo ligeramente mayor que la presión de la formación hasta que la densidad del lodo se aproxime al gradiente de fractura.

### Llenado inadecuado del pozo durante los viajes

Un llenado inapropiado del pozo durante los viajes es otra causa predominante de las manifestaciones. Conforme la tubería de perforación es jalada hacia fuera del pozo, el nivel de lodo cae debido a que la tubería de perforación de acero tenía desplazado cierta cantidad de lodo. Con la tubería fuera del pozo el nivel total de lodo disminuirá, y consecuentemente, la presión hidrostática ejercida por el lodo decrecerá (cabe mencionar que el remover los collarines sin el llenado del pozo es 10 veces más crítico con respecto al desplazamiento de remover la tubería de perforación sin el llenado del pozo). Por lo tanto es necesario llenar el pozo con lodo periódicamente para evitar reducciones en la presión hidrostática y no permitir que una manifestación ocurra. Varios métodos pueden ser usados para el llenado del pozo, pero todos deben permitir una medición exacta de la cantidad de lodo requerida. Lo cual no es satisfactorio bajo algunas condiciones que permitan un bombeo centrífugo continuo para el llenado del pozo desde la presa de succión ya que una medida exacta del volumen de lodo no es posible. Los dos métodos más comúnmente usados para el monitoreo del llenado del pozo son el tanque viajero y la bomba con medidor de emboladas.

El tanque viajero es un pequeño tanque con un calibrador usado para monitorear el volumen preciso de lodo que entra al pozo.

El tanque puede estar localizado al nivel de los preventores para permitir una alimentación gravitacional dentro del espacio anular, o una bomba centrífuga puede bombear lodo dentro del espacio anular que regresara al tanque viajero.

La principal ventaja del tanque viajero es que el pozo permanece lleno todo el tiempo, y una medición exacta del lodo que entra al pozo es posible.

Otro método para mantener el pozo lleno de lodo es el llenado del pozo periódicamente mediante una bomba de desplazamiento positivo. Una línea de flujo puede ser instalada para medir las emboladas requeridas para llenar el pozo y automáticamente apagar la bomba cuando el pozo este lleno.

### Efecto de sondeo.

El efecto de sondeo es el fenómeno caracterizado por los fluidos de la formación que se succionan hacia el pozo cuando la sarta de perforación y la barrena se sacan rápidamente, reduciendo la presión hidrostática del lodo bajo la barrena. Si se succiona el suficiente fluido de la formación, puede ocurrir un brote. Las variables que controlan el efecto de sondeo son la velocidad con la que se saca la tubería, las propiedades del lodo y la geometría del pozo. Algunos de estos efectos pueden ser vistos en la tabla 3.2.

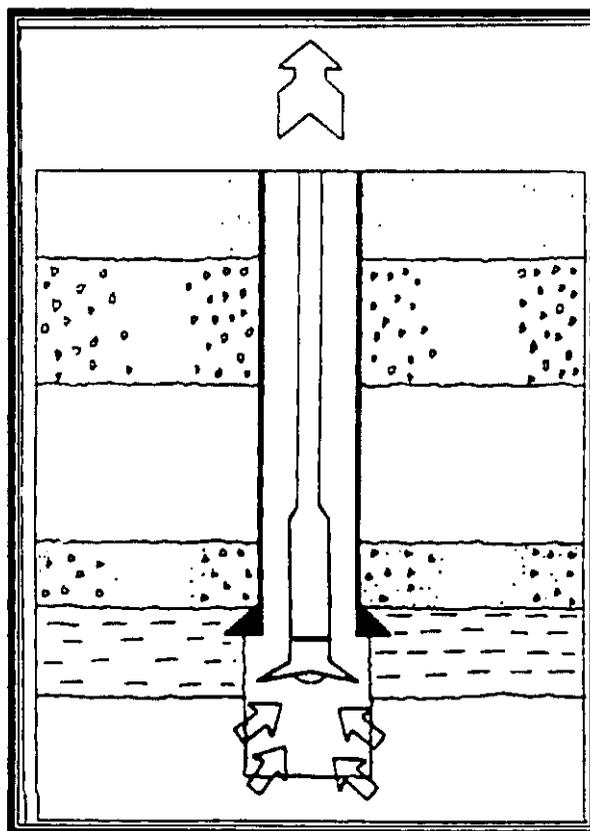
Tabla 3.2

Presiones de sondeo (psi) para varios diámetros de pozo con varias velocidades de sacado de tubería para un lodo de 14.0 lb/gal, y tubería de 4 ½ -in.

Tamaño del pozo	Velocidad con que se saca la tubería, segundos / lingada					
	15	22	30	45	68	75
8 ½	276	167	124	98	84	75
6 ½	589	344	256	192	159	140
5 ¾	921	524	394	289	231	200

La velocidad con que se saca la tubería es la única variable que puede ser controlada durante los procesos de perforación cuando son hechos los viajes. Para reducir el efecto de sondeo, la velocidad con que se saca la tubería debe ser reducida.

Es importante recordar que la presión de sondeo agrava la reducción de presión resultante de no mantener el pozo lleno conforme la tubería es sacada.

Fig. 3.1 Efecto de sondeo.<sup>10</sup>

### Contaminación de lodo por gas "corte".

El lodo contaminado por gas ocasionalmente puede causar manifestaciones sin embargo estos eventos son muy raros. La reducción de la densidad del lodo es usualmente causada por los fluidos obtenidos del volumen de roca cortado por la barrena y liberados dentro del sistema de lodo. Conforme el gas es circulado hacia la superficie, este puede expandirse y reducir la presión hidrostática hasta un punto suficiente para permitir que ocurra una manifestación. Aunque la densidad del lodo cortado se reduce severamente en la superficie, la presión hidrostática total no es reducida significativamente cuando la mayor expansión del gas ocurre cerca de la superficie y no en el fondo del pozo.

### Pérdidas de circulación.

Ocasionalmente, las manifestaciones son causadas por pérdidas de circulación a causa de que la presión hidrostática decrece debido a una corta columna de lodo. Cuando una manifestación ocurre como resultado de pérdida de circulación, el problema puede llegar a ser extremadamente severo de acuerdo a la cantidad de fluido de la manifestación que pueda entrar al pozo y el tiempo en que el nivel de lodo creciente sea detectado en la superficie. Debido a esto, es recomendable mantener lleno el pozo con algún fluido al igual que monitorear el nivel del fluido.

---

## **SEÑALES DE ADVERTENCIA DE MANIFESTACIONES.**

Hay un sin número de señales y posibles señales de advertencia de manifestaciones que pueden ser observadas en la superficie. Es responsabilidad de cada miembro de la cuadrilla reconocer e interpretar estas señales y tomar las acciones apropiadas respecto a cada una de sus obligaciones. Aunque todas estas señales no hacen posible identificar una manifestación todas ellas ayudan a advertir sobre una posible situación de manifestación. Cada una de esas señales puede ser clasificada como primaria o secundaria de acuerdo a la importancia que tenga para la detección de una manifestación.

### **Incremento en el ritmo de circulación.**

Un incremento en el ritmo de circulación mientras se esta bombeando a un ritmo constante es una de los indicadores primarios de una posible manifestación. El incremento del ritmo de circulación es interpretado como que la formación esta ayudando a las bombas del equipo en el movimiento del fluido hacia arriba en el espacio anular por la fuerza que ejercen los fluidos de la formación dentro del pozo. (Indicador primario)

### **Incremento en el volumen de las presas.**

Si el volumen de fluidos en las presas no esta cambiando como resultado de acciones controladas en la superficie, un incremento del volumen en las presas indica que una manifestación esta ocurriendo. El fluido de la manifestación que entra al pozo tiene como resultado el desplazamiento de un volumen de lodo igual al que entro, que termina en una ganancia en las presas de lodos. (Indicador primario)

### **Flujo en el pozo con las bombas apagadas.**

Cuando las bombas del equipo no están moviendo al lodo, y continua fluyendo el pozo indica que una manifestación esta en progreso. Una excepción de esto es cuando el lodo en la tubería de perforación es considerablemente mas pesado que el lodo del espacio anular. (Indicador primario)

### **La presión de bombeo disminuye y las emboladas aumentan.**

Un cambio en la presión de bombeo puede indicar una manifestación. La entrada inicial de fluidos de la manifestación dentro del pozo puede causar floculaciones en el lodo y temporalmente incrementar la presión de bombeo. Conforme el flujo continua, el flujo de baja densidad desplazara al los fluidos pesados y las presión de bombeo puede comenzar a disminuir. Conforme el fluido en el espacio anular llega ser de menor densidad, el lodo de la tubería de perforación tenderá a caer y la velocidad de la bomba puede aumentar (aumentan las emboladas) (Indicador secundario).

Hay otros problemas de perforación que pueden exhibir estas mismas señales. Un hoyo en la tubería, llamado oquedad, causará que la presión de bombeo disminuya, y un degollamiento en alguna porción de la sarta de perforación dará la misma señal. Sin embargo, se debe considerar una posible manifestación si estas señales son observadas.

### **Inadecuado llenado del pozo durante los viajes.**

Cuando la sarta de perforación es sacada del pozo, el nivel de lodo deberá disminuir en un volumen equivalente a la cantidad de acero removido. Si el pozo no requiere el volumen de lodo calculado para llevar el nivel de lodo anterior a la superficie, se asume que fluidos de la manifestación han entrado al pozo y llenado el volumen desplazado por la sarta de perforación. Sin embargo, aunque gas o agua salada haya entrado al pozo, el pozo no puede fluir hasta que haya entrado fluido suficiente para reducir la presión hidrostática en una cantidad menor que la presión de formación. (Indicador primario)

### **Cambios en el peso de la sarta.**

El fluido de perforación en el pozo provee un efecto de flotación para la sarta de perforación y reduce efectivamente el peso de la tubería que debe ser soportado por la torre de perforación. Los lodos pesados tienen una fuerza de flotación mayor que los lodos ligeros. Cuando una manifestación ocurre y fluidos de baja densidad de la formación comienzan a entrar al pozo, el total de la fuerza de flotación del sistema de lodo es reducida. Como resultado, el peso observado de la sarta en la superficie comienza a aumentar. (Indicador secundario)

### **Aumento en la velocidad de penetración ("quiebre").**

Un incremento abrupto en el ritmo de penetración de la barrena, llamado "quiebre", es una señal de advertencia de una posible manifestación. Un gradual incremento en el ritmo de penetración, el cual es un indicador de detección de una presión anormal, no debe ser malinterpretado como un incremento abrupto del ritmo de penetración.

Cuando el ritmo de penetración incrementa súbitamente, debe ser asumido que el tipo de roca que se está perforando ha cambiado. También es generalmente asumido que el nuevo tipo de roca tiene potencial para una manifestación como es el caso de las arenas, ya que la roca perforada anteriormente no tenía este potencial como es el caso de las lutitas. Sin embargo si ha sido observado un "quiebre", esto no asegura que vaya a ocurrir una manifestación, pero si que una nueva formación ha sido perforada la cual tiene una gran potencial. (Indicador secundario)

Es recomendable indicar que cuando un "quiebre" es registrado, el perforador deberá perforar de 3 a 5 pies dentro de la arena, parar y checar el flujo de fluidos de la formación.

### **Lodo "cortado".**

Una reducción en la densidad del lodo observada en la línea de flujo ha causado ocasionalmente que una manifestación ocurra. Algunas causas de esta reducción de densidad en el lodo son el volumen de roca cortada, conexión con el aire, o lodo aerado que fue circulado desde las presas hasta el fondo de la tubería de perforación. Afortunadamente, el lodo de baja densidad debido a efectos de corte es encontrada muy cerca de la superficie, generalmente debido a la expansión del gas, y no se reduce apreciablemente la densidad del lodo a lo largo del pozo.

Un importante punto que se debe recordar acerca del corte con gas es que si el pozo no se manifiesta en el tiempo requerido para perforar la zona de gas y circular el gas a la superficie, hay solo una pequeña posibilidad de que ocurra una manifestación. Generalmente, el corte con gas solo indica que la formación que ha sido perforada contenía gas. Esto no significa que la densidad del lodo deba necesariamente ser incrementada.

### **PROCEDIMIENTOS DE CIERRE.**

Cuando una o más de las señales de advertencia de manifestaciones son observadas, ciertos pasos deben ser ejecutados para cerrar el pozo. Si hay cualquier duda como si el pozo está fluyendo o no, se debe cerrar y checar la presión. Ya que no hay diferencia entre "solo un pequeño flujo" y "flujo total" en el pozo ya que ambos pueden transformarse muy rápidamente en un gran reventón.

**Bajo ninguna circunstancia la tubería debe ser corrida de regreso hacia el fondo con los preventores anulares abiertos y el pozo fluyendo.**

Hay ciertas vacilaciones el cerrar un pozo fluyendo debido a la posibilidad de pegaduras en la tubería. Se pueden presentar todo tipo de pegaduras (por diferencial de presión, por arcillas pesadas, y por arcillas pantanosas) por tanto es mejor cerrar el pozo rápidamente, para reducir el flujo de la manifestación, y como resultado, reducir las oportunidades de pegadura de tubería. Bajo cualquier circunstancia, debe de ser recordado que el principal punto concierne a matar la manifestación de una manera segura, y cuando sea posible, el segundo punto en consideración debe ser evitar pegaduras en la tubería.

#### **Proceso inicial de cierre.**

Han sido sometidos a discusión los meritos del procedimiento de cierre "duro" contra el procedimientos de cierre "suaves". El procedimiento de cierre duro es aquel en el cual el preventor esférico es cerrado inmediatamente después de que las bombas son apagadas. En los procedimientos de cierre suave, el estrangulador es abierto antes de cerrar los preventores, después el estrangulador es cerrado. Los dos argumentos a favor de los procedimientos de cierre suave son que estos anulan el efecto de golpe de ariete debido a la detención abrupta del flujo de fluidos, y estos proveen una alternativa significativa en el control de pozos (método de baja presión con el estrangulador) debido a que la presión en la TR llegara a ser excesiva.

El método de baja presión con el estrangulador no será mostrado por el momento por ser un procedimiento poco confiable.

El primer argumento en contra de los procedimientos de cierre suave es que un continuo flujo es permitido mientras el procedimiento es ejecutado. Por esta razón, solo procedimientos de cierre duro serán presentados.

Hay varios tipos de procedimientos de cierre duro para el control de pozos dependiendo del tipo de equipo que este en uso y de la operación de perforación que este ocurriendo cuando se presenta la manifestación:

1. Perforando – Equipo inmóvil.
2. Viajando – Equipo inmóvil.
3. Perforando – Equipo flotante.
4. Viajando – Equipo flotante.

### **Perforando - Equipo inmóvil.**

Un equipo inmóvil es aquel que no se mueve durante las operaciones normales de perforación. Algunos tipos son los equipos de tierra, barcasas, equipos de perforación autoelevables (jack-ups), y plataformas fijas.

Procedimiento de cierre:

1. Cuando una señal de advertencia primaria de una manifestación ha sido observada, inmediatamente levantar la flecha hasta que la junta de la herramienta este arriba de la mesa rotaria.
2. Detener las bombas de lodo.
3. Cerrar el preventor anular.
4. Notificar al personal de la compañía.
5. Leer y registrar la presión de cierre en la tubería de perforación (TP), y en la tubería de revestimiento (TR), así como el incremento en las presas.

La elevación de la flecha es un importante procedimiento. Con la flecha fuera del pozo, la válvula de la parte inferior de la flecha puede ser cerrada si es necesario. También, los miembros del preventor esférico pueden lograr un sello mas seguro sobre la tubería que sobre la flecha.

### **Viajando - Equipo inmóvil.**

Un alto porcentaje de los problemas de control de pozos ocurren cuando un viaje esta comenzando a realizarse. Los problemas de manifestaciones pueden ser compuestos cuando los miembros de la cuadrilla están atentos a los mecanismo de viajes y no fallan en la detección de señales de advertencia de manifestaciones.

Procedimiento de cierre:

1. Cuando una señal de advertencia primaria de una manifestación ha sido observada, inmediatamente colocar la parte superior de la junta sobre la mesa rotatoria y sentar la tubería de perforación en las cuñas.
2. Instalar la válvula de seguridad abierta en la tubería de perforación.
3. Cerrar la válvula de seguridad y el preventor anular.
4. Notificar al personal de la compañía.
5. Levantar la flecha.
6. Abrir la válvula de seguridad.
7. Leer y registrar las presiones de cierre en la TP y en la TR, así como el incremento en las presas.

Instalar preferentemente una válvula de seguridad en vez de una válvula flotante es la primera consideración que se debe tener debido a las ventajas que ofrece la válvula de seguridad. Si es encontrado flujo arriba de la tubería de perforación como resultado de viaje de la manifestación, la válvula de seguridad es físicamente mas fácil de centrar en la tubería que una válvula flotante la cual cerrara automáticamente cuando algún movimiento de fluido haga contacto con la válvula. (Asumiendo que no es usado el cierre manual de la válvula flotante.)

También, trabajos con línea de acero como registros llegan a ser necesarios, la válvula de seguridad acepta herramientas de registro aproximadamente igual a su ID, mientras que la válvula flotante puede prohibir trabajos con línea de acero totalmente. Después de un procedimiento de cierre, una válvula flotante puede ser centrada arriba de la válvula de seguridad para permitir movimientos de tubería a presión.

### **Perforando - Equipo flotantes.**

Un equipo flotante es aquel que se esta moviendo durante las operaciones normales de perforación. Los principales tipos de buques flotantes son las plataformas semisumergibles y los barcos de perforación.

Varias diferencias se aplican en los procedimientos de cierre en equipos flotantes debido a que puede ocurrir movimiento en la sarta de perforación aun con un compensador de movimiento. Además, el arreglo de preventores esta en el lecho marino. Para resolver el posible problema del movimiento de la sarta y como resultado poder usar los preventores, la junta es bajada con el preventor de arietes cerrado y el peso de la sarta es colgado de este ariete.

El problema de cuando los preventores están localizados a una considerable distancia del piso de perforación es el asegurarse que la junta no interfiera con los elementos de cerrado de los preventores. Este procedimiento debe ser probado antes de que una manifestación ocurra, se deben cerrar los arietes, bajar lentamente la sarta de perforación hasta que la junta haga contacto con los arietes, y registrar la posición de la flecha y a que nivel.

Procedimiento de cierre:

1. Cuando una señal de advertencia primaria de una manifestación es observada, inmediatamente levantar la flecha hasta el nivel designado previamente durante la prueba del procedimiento.
2. Detener las bombas de lodo.
3. Cerrar el preventor anular.
4. Notificar al personal de la compañía.
5. Cerrar el preventor de arietes de tubería superior.
6. Reducir la presión hidráulica en el preventor anular.
7. Bajar la tubería de perforación lentamente hasta que la tubería sea soportada completamente por los arietes.
8. Leer y registrar las presiones de cierre en la TP y en la TR, así como el incremento en las presas.

## **Viajando - Equipo flotante.**

Los procedimientos de cierre para manifestaciones durante operaciones de viaje en equipo flotante es una combinación de procedimientos de cierre al estar perforando para equipos flotantes y procedimientos de cierre para operaciones de viaje para equipos inmóviles.

Procedimiento de cierre:

1. Cuando una señal de advertencia primaria de una manifestación ha sido observada, inmediatamente colocar la parte superior de la junta sobre la mesa rotatoria y sentar la tubería de perforación en las cuñas.
2. Instalar la válvula de seguridad abierta en la tubería de perforación.
3. Cerrar la válvula de seguridad y el preventor anular.
4. Notificar al personal de la compañía.
5. Levantar la flecha.
6. Cerrar el preventor de arietes de tubería superior.
7. Reducir la presión hidráulica en el preventor anular.
8. Bajar la tubería de perforación lentamente hasta que la tubería sea soportada completamente por los arietes.
9. Leer y registrar las presiones de cierre en la TP y en la TR, así como el incremento en las presas.

## **Procedimientos para desviar el flujo - Todos los equipos.**

Cuando una manifestación ocurre en un pozo que tiene una cantidad insuficiente de TR para el control seguro de la manifestación, un reventón puede ocurrir. Ya que un reventón somero es difícil de controlar y puede causar que el equipo sea perdido, un intento para desviar el reventón del equipo debe ser hecho. (El equipo de desviación fue descrito en el capítulo 2.) Una atención especial debe ser dada a estos procedimientos para asegurarse de que el pozo no será cerrado hasta que las líneas de desviación sean abiertas.

Procedimiento de cierre:

1. Cuando una señal de advertencia primaria de una manifestación sea observada, inmediatamente levantar la flecha hasta que la junta de la herramienta este arriba de la mesa rotaria.
2. Para las bombas.
3. Abrir las válvulas de la línea de desviación.
4. Cerrar el preventor anular.
5. Encender las bombas a altos ritmos.
6. Notificar al personal de la compañía.

---

## **RESPONSABILIDADES DE LOS MIEMBROS DE LA CUADRILLA EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CIERRE.**

Cada miembro de la cuadrilla tiene diferentes responsabilidades durante cualquier procedimiento de cierre. Aquí están listadas de acuerdo con el trabajo que realizan.

Ayudante de piso.

1. Notificar al perforador si cualquier señal de advertencia de una manifestación es observada.
2. Asistir en la instalación de la válvula de seguridad si un viaje esta comenzando a realizarse.
3. Iniciar sus responsabilidades dentro del control de pozos después del cierre del pozo.

Chango.

1. Notificar al perforador si cualquier señal de advertencia de manifestación es observada.
2. Iniciar sus responsabilidades dentro del control de pozos y comenzar con las preparación de la mezcla de lodo.

Perforador.

1. Cerrar el pozo inmediatamente si alguna de las señales primarias de advertencia de manifestaciones es observada.
2. Si una manifestación ocurre durante un viaje, inmediatamente colocar la parte superior de la junta sobre la mesa rotatoria y sentar la tubería de perforación en las cuñas, dirigir a los miembros de la cuadrilla en la instalación de la válvula de seguridad antes de cerrar los preventores.
3. Notificar todo al personal de la compañía.

## **OBTENCIÓN E INTERPRETACIÓN DE LAS PRESIONES DE CIERRE.**

La presión de cierre es definida como la presión registrada en la TP y TR cuando el pozo es cerrado. Aunque ambas presiones son importantes, la presión en la TP será la mas utilizada para matar al pozo. La presión de cierre de la tubería de perforación es abreviada como SIDPP, y la presión de cierre en la tubería de revestimiento como SICP. (Hasta este punto se asume que la tubería de perforación no contiene una válvula flotadora.)

### **Lectura e interpretación de la presión.**

Durante una manifestación, el flujo de fluidos va de la formación al interior del pozo. Cuando el pozo es cerrado con un preventor de reventones, la presión comienza a subir en la superficie debido a los fluidos de la formación que entra al espacio anular como resultado de la diferencia de presiones entre la presión hidrostática y la presión de formación.

Ya que este desbalance de presiones no puede existir por un gran tiempo, la presión superficial finalmente llegará a un punto en el que la presión de superficie mas la presión hidrostática del lodo y la presión hidrostática del flujo de fluidos de la formación en el pozo sean iguales a la presión de formación. Las ecuaciones 3.1 y 3.2 expresan estas relaciones para la tubería de perforación y el espacio anular respectivamente:

$$\text{SIDPP} + \text{Presión hidrostática en la tubería de perforación} = \text{Presión de fondo de la formación} \dots\dots\dots \text{Ec. 3.1}$$

$$\text{SICP} + \text{Presión hidrostática del lodo en el espacio anular} + \text{Presión hidrostática en el espacio anular por el flujo de fluidos de la formación} = \text{Presión de fondo de la formación} \dots\dots\dots \text{Ec. 3.2}$$

El ejemplo 3.1 y la Fig. 3.2 muestran como las presiones de cierre son leídas e interpretadas.

Ejemplo 3.1 Mientras se esta perforando a 15, 000 pies, el perforador observa varias señales primarias de advertencia de una manifestación y procede a cerrar el pozo. Después de que el cierre del pozo fue completado llamo al encargado del pozo y empezó a registrar las siguientes presiones y ganancias en la presa. El pozo fue cerrado a las 6:00 a.m.

Hora de cierre	SIDPP, psi	SICP, psi	Ganancia en la presa, bbl
6:00 a.m.	650	950	20
6:05 a.m.	750	1,000	20
6:10 a.m.	775	1,040	20
6:15 a.m.	780	1,040	20

La presión final de cierre después de 15 minutos fue registrada como la siguiente:

6:15 a.m.	780	1,040	20
-----------	-----	-------	----

**Interpretación de las presiones registradas.**

Un importante principio básico puede ser visto en la Fig. 3.2. En este caso, es observado que la presión de fondo (BHP) es mas grande que la presión hidrostática de la tubería de perforación por una cantidad igual a la SIDPP. En otras palabras, el medidor de presión de la tubería de perforación es un medidor de la presión de fondo. Debe ser obvio que la presión en la TR no puede ser considerada como una medida directa de la presión de fondo debido a que generalmente se desconoce la cantidad de fluido de formación en el espacio anular.

**Concepto de presión de fondo constante.**

La Fig. 3.2 puede ser usada para ilustrar otro principio básico muy importante. Fue dicho que la presión de 780 psi observada en el medidor de presión de la tubería de perforación es la cantidad necesaria para balancear la presión del lodo en el fondo del pozo con la presión del gas de las arenas a 15,000 pies.

Una ley física básica dice que los fluidos de la formación viajan de áreas de alta presión a áreas de baja presión solamente, y por tanto no viajan a través de áreas de igual presión, asumiendo que la segregación gravitacional no es tomada en cuenta.

Si la presión en la tubería de perforación es controlada de una manera que la presión total del lodo en el fondo del pozo sea ligeramente mayor que la presión de los fluidos de la formación, no habrá una entrada adicional de fluidos de la manifestación al pozo. El concepto es la base del método de presión de fondo constante para el control de pozos en el cual la presión de fondo en pozo es mantenida constante por lo menos igual a la presión de formación.

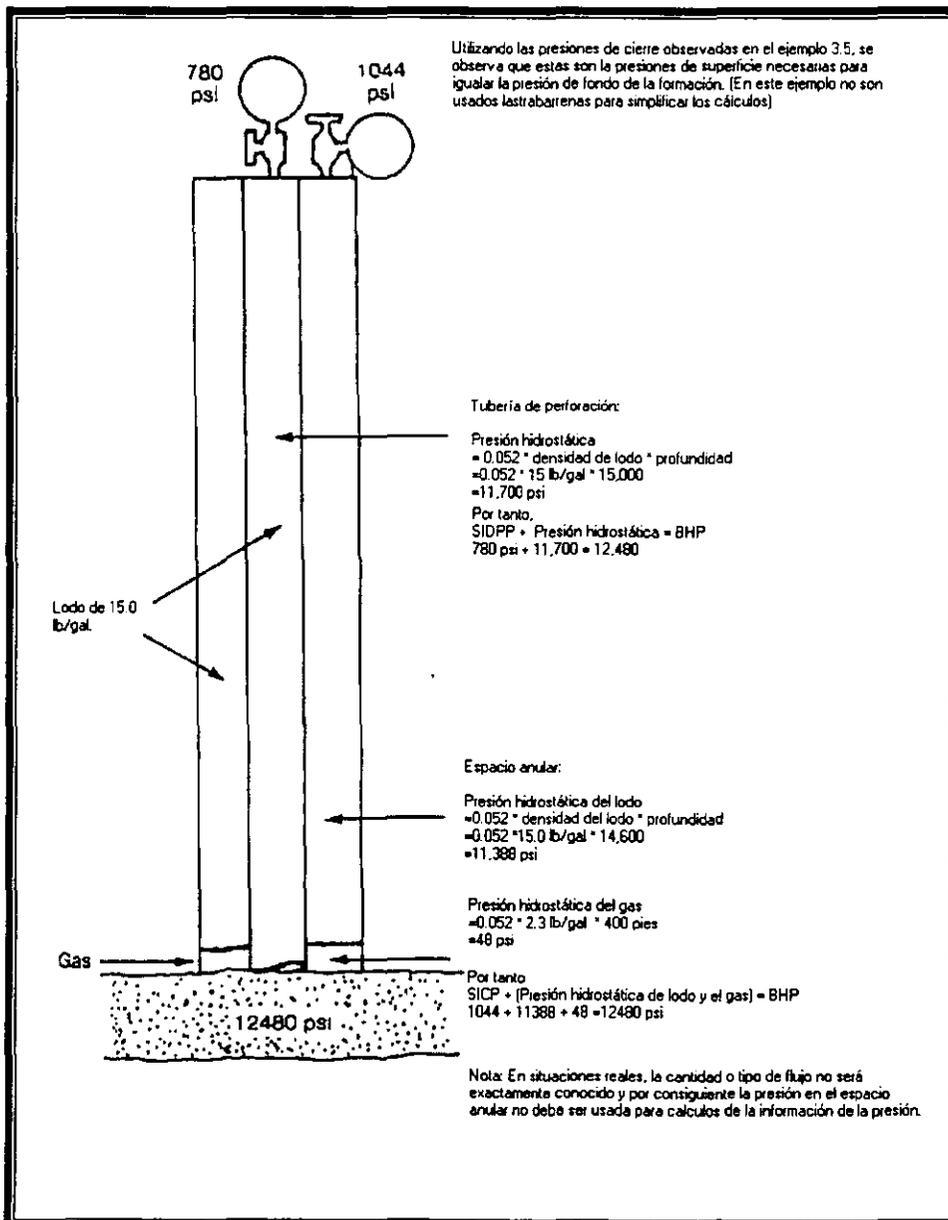


Fig. 3.2 Presiones hidrostáticas.<sup>1</sup>

## **Efecto del tiempo.**

En el ejemplo 3.1, fueron usados un total de 15 minutos para obtener la presión de cierre. El propósito de este periodo de tiempo es para permitir a la presión alcanzar un equilibrio, donde está presión será la adecuada para ayudar a aquellas presiones encontradas en la formación. La cantidad de tiempo requerido dependerá de algunas variables como son el tipo de flujo, la permeabilidad y porosidad de la roca, y la cantidad original de presión bajo balance. En muchos lugares puede tomar solo algunos minutos mientras que en otras áreas puede tomar varias horas. La cantidad de tiempo dependerá entonces de las condiciones que rodeen a la manifestación.

Otros varios factores afectan el tiempo para permitir que se establezca la presión. La migración de gas, la cual es el movimiento de los fluidos de baja densidad hacia arriba en el espacio anular, tenderá a hacer que se registren falsas presiones en la superficie si un tiempo excesivo es permitido para la migración. También, el flujo puede tener una tendencia a deteriorar la estabilidad del pozo y causar ya sea un pegamiento de tubería o una obstrucción del pozo. Estos problemas deben ser también considerados cuando se realiza la lectura de las presiones de cierre.

## **Presiones entrampadas.**

Una presión entrampada es cualquier presión registrada en la tubería de perforación o el espacio anular que es mayor que la cantidad necesaria para balancear la presión de fondo del pozo. La presión puede ser entrampada de varias formas pero la más común es la migración de gas hacia arriba del espacio anular y su tendencia a expandirse, o cerrar el pozo antes de que las bombas de lodo sean paradas. Debe de ser obvio que usando una lectura que contenga alguna cantidad de presión entrampada, los cálculos necesarios para matar el pozo estarán equivocados.

Algunas guías ayudan a corregir cuando se trata de una presión entrampada. Si estas no son ejecutadas adecuadamente, el pozo será mucho más difícil de matar.

Las bases de estas guías es que la presión entrampada es mayor que la cantidad necesaria para balancear a la presión de fondo, la presión entrampada puede ser drenada sin permitir ningún flujo adicional dentro del pozo. Sin embargo, después de que toda la presión entrampada ha sido drenada y si el procedimiento de drenado es continuado, un flujo mayor será permitido dentro del pozo y la presión superficial comenzará a incrementarse.

Aunque este procedimiento puede ser implementado en cualquier tiempo, es aconsejable drenar la presión entrampada cuando el pozo es cerrado inicialmente, y verificarla cuando la tubería de perforación es desplazada con el lodo para matar por si alguna presión remanente quedo al cerrar la tubería. El ejemplo 3.2 ilustra el procedimiento de drenado.

**Ejemplo 3.2** Una manifestación fue presentada y se procedió a cerrar el pozo. La SIDPP fue leída como 525 psi y la SICP fue de 760 psi. La compañía representante drenó las presiones entrampadas en pequeñas cantidades desde el estrangulador registrando las siguientes presiones de cierre.

Número de incremento	Volumen drenado, barriles (aproximadamente)	SIDPP, psi	SICP, psi
0	½	525	760
1	½	510	745
2	½	500	735
3	½	490	725
4	½	480	715
5	½	475	710
6	½	475	710
7	½	475	715

Entonces la presión verdadera registrada es:

SIDPP = 475 psi

SICP = 715 psi

### Tubería de perforación con válvula flotante.

Una manifestación puede ocurrir cuando una válvula flotante es usada. Debido a que una válvula flotadora previene movimiento de fluido y presión hacia arriba en la tubería de perforación, no habrá lectura de presión de tubería de perforación después de que el pozo es cerrado. Varios procedimientos pueden obtener la presión de tubería de perforación, y cada uno depende de la cantidad de información conocida en el momento que ocurrió la manifestación.

La tabla 3.3 describe el procedimiento para obtener la presión de la tubería de perforación si el ritmo de bombeo para matar el pozo es conocido (ritmo para matar). La tabla 3.4 da el procedimiento si el ritmo para matar no es conocido. Los ejemplos 3.3 y 3.4 ilustran varios usos de este procedimiento.

Tabla 3.3 Procedimiento para establecer la presión de cierre en la tubería de perforación (SIDPP) si se conoce el ritmo para matar.

1. Cerrar el pozo, registrar la SICP y obtener el ritmo para matar ya sea por el perforador o de los reportes diarios.
2. Solicitar al perforador que encienda las bombas y mantenga el ritmo de bombeo en el ritmo para matar (emboladas).
3. Cuando el perforador prenda las bombas, usar los estranguladores para regular la presión en la TR a la misma presión que fue registrada originalmente en las condiciones de cierre.
4. Después de que las bombas son corridas al ritmo para matar el pozo con la presión correcta regulada en la TR, registrar la presión en la TP mientras se bombea.
5. Apagar las bombas y cerrar el estrangulador.
6. La presión de cierre en la tubería de perforación es igual al total de la presión bombeada menos la presión del ritmo para matar.
SIDPP = Presión total – Presión del ritmo para matar..... Ec. 3.3

Tabla 3.4 Procedimiento para establecer la presión de cierre en la tubería de perforación (SIDPP) si no se conoce el ritmo para matar.

1. Cerrar el pozo.
2. Alinear una bomba de bajo volumen y recíprocamente alta presión a la tubería vertical.
3. Prender las bombas y llenar todas las líneas.
4. Gradualmente incrementar el torque en las bombas hasta que las bombas comiencen a mover el fluido hacia abajo en la tubería de perforación.
5. La presión de cierre en la tubería de perforación es la cantidad de presión requerida para iniciar el movimiento del fluido.

Ejemplo 3.3 Se presentó una manifestación en un pozo en el cual una válvula flotadora era usada en la sarta de perforación. El ritmo para matar y la presión asociada se tomaron de inmediato, las cuales fueron 26 spm a 650 psi. La presión de cierre en la TR (SICP) fue de 400 psi y cero en la tubería de perforación. Establecer la verdadera SIDPP.

Solución.

1. Instruir al perforador para correr las bombas a 26 spm.
2. Operar el estrangulador para mantener la presión de la TR en la presión inicial de 400 psi.
3. Después de que la presión en la TP se ha estabilizado, registrar este valor como la presión total de bombeo. Como un ejemplo, asumir que la presión total fue 870 psi.
4. De la tabla 3.3,  
 $SIDPP = \text{presión total} - \text{Presión del ritmo para matar}$   
 $SIDPP = 870 \text{ psi} - 650 \text{ psi} = 220 \text{ psi}$

Ejemplo 3.4 Fue realizado un viaje para una nueva barrena en la cual el tamaño de las toberas fue cambiado. El perforador estaba en el fondo y tenía perforados 5 pies cuando ocurrió una manifestación. El ritmo para matar el pozo para la nueva barrena no se conocía y la sarta de perforación contenía una válvula flotadora. Establecer la presión de cierre en la TP.

Solución.

Cuando el ritmo para matar el pozo no es conocido, el procedimiento listado en la tabla 3.4 debe ser aplicado.

1. Alinear una bomba de desplazamiento positivo de bajo volumen a la tubería vertical y llenar todas las líneas.
2. La presión fue incrementada en la tubería vertical a bajo ritmo con los siguientes resultados:

Volumen bombeado, bbl	SIDPP, psi
0	0
1	0
2	0
3	70
4	150
5	220
6	350
7	300

3. La SIDPP asumida fue de 300 psi. Una gráfica de estas presiones ayudara a la determinación mas precisa de los valores deseados. (Fig.3.3)

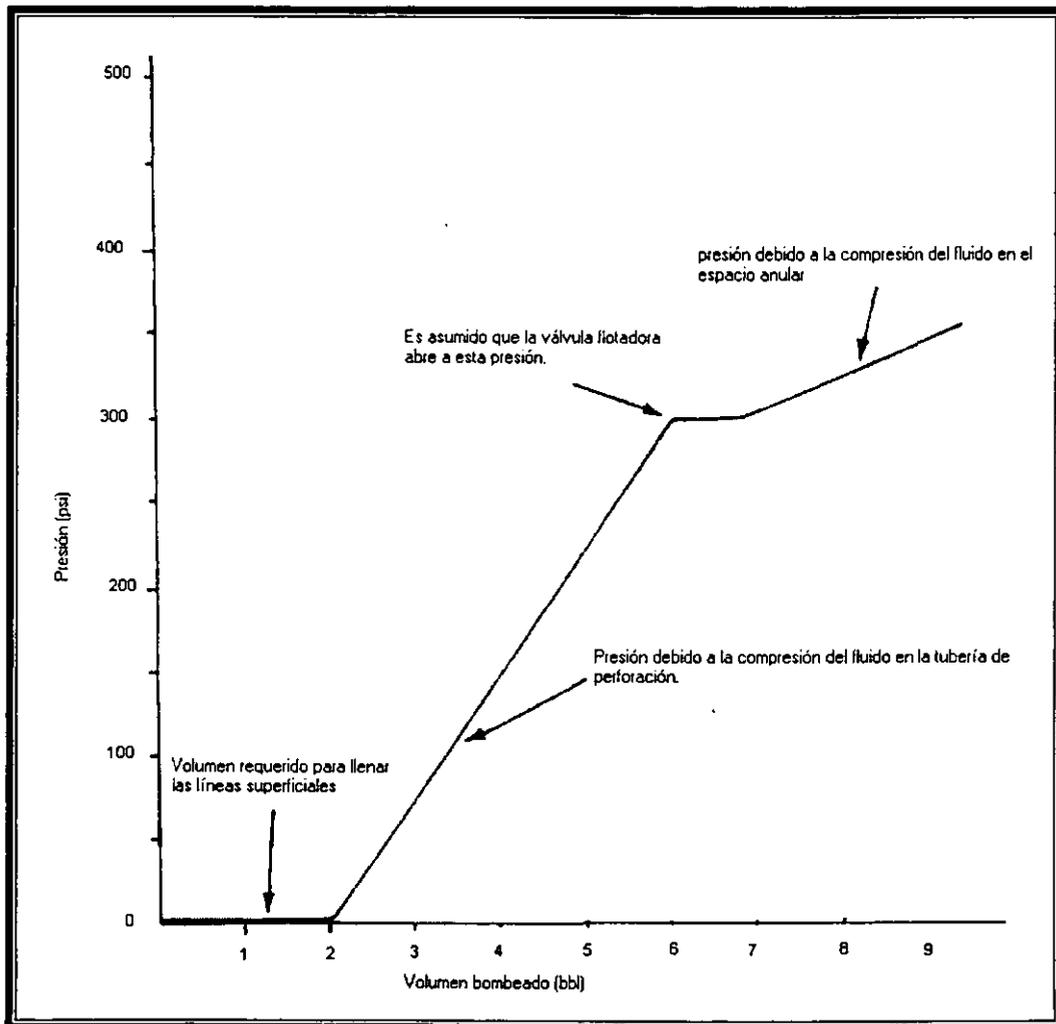


Fig. 3.3 Procedimiento para establecer la presión de cierre en la TP del ejemplo 3.4 cuando el ritmo para matar el pozo no es conocido.<sup>1</sup>

La tabla 3.3 es particularmente importante para otras aplicaciones. Suponiendo para el ejemplo anterior que en la manifestación presentada la SIDPP fue conocida (no se tenía válvula flotadora) pero el ritmo para matar el pozo no había sido establecido. El paso 6 de la tabla podría ser modificado teniendo:

$$\text{Presión del ritmo para matar} = \text{presión total} - \text{SIDPP} \dots \text{Ec. 3.4}$$

El procedimiento presentado en la tabla 3.3 permanecería igual a excepción de que la Ec. 3.3 sería remplazada por la Ec. 3.4.

El establecimiento de la presión de cierre en la TP llega a ser muy complicado si el ritmo para matar el pozo no fue establecido previamente y una válvula flotadora en la sarta de perforación prohíbe lecturas de presión de TP en la superficie. La tabla 3.4 debe de ser usada inicialmente para determinar la SIDPPP, después la Ec. 3.4 y la tabla 3.3 deben de ser implementadas para establecer el ritmo para matar el pozo. El ejemplo 3.5 ilustra la aplicación de esta técnica.

**Ejemplo 3.5** Se presento una manifestación en la cual no se conocía el ritmo para matar al pozo y una válvula flotadora era usada en la sarta de perforación. La SICP es de 550 psi. Establecer la SIDPP y el ritmo para matar.

**Solución.**

- Después de la preparación del equipo superficial, el encargado del pozo comenzó a presurizar la TP con los siguientes resultados:

Volumen bombeado, bbl	SIDPP, psi
0	0
1	0
2	50
3	150
4	250
5	260
6	265

- La SIDPP que fue asumida es aproximadamente 250 psi.
- El perforador fue instruido para poner las bombas a 20 spm (valor arbitrario). El encargado de la perforación uso los estranguladores para mantener la presión inicial en el valor de 550 psi en la TR.
- Después la presión fue estabilizada en la TP, la presión total fue registrada como 950 psi.
- Usando la Ec. 3.4, el ritmo para matar fue establecido.  

$$\begin{aligned} \text{Presión para el ritmo para matar} &= \text{Presión total} - \text{SIDPP} \\ &= 950 \text{ psi} - 250 \text{ psi} \\ &= 700 \text{ psi (a 20 spm)} \end{aligned}$$

## IDENTIFICACIÓN DE MANIFESTACIONES.

Cuando una manifestación ocurre, es necesario conocer el tipo de flujo (gas, aceite o agua salada) que entro al pozo. Esto debe ser siempre recordado aunque los procedimientos de control de pozos desarrollados aquí son diseñados para matar al pozo de una forma segura para todos los tipos de manifestaciones. La formula requerida para hacer los cálculos del tipo de flujo es la siguiente:

$$\text{Gradiente del flujo} = \text{gradiente del lodo en la TP} - (\text{SICP} - \text{SIDPP}) / \text{altura del flujo} \dots \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

Gradiente del flujo = gradiente del fluido de la formación que entro al pozo, en psi / pie.

Gradiente del lodo = gradiente del lodo en la TP, en psi / pie.

SICP = presión de cierre en la tubería de revestimiento, en psi.

SIDPP = presión de cierre en la tubería de perforación, en psi.

Altura del flujo = la longitud del fluido de la formación en el espacio anular, pies.

El gradiente de flujo en esta solución puede ser evaluado usando las guías de la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Guías para la evaluación del gradiente de flujo.

Gradiente de flujo	Tipo de flujo
0.05 – 0.2	Gas.
0.2 – 0.4	Probable combinación de gas, aceite y / o agua salada.
0.4 – 0.5	Probable aceite, o agua salada.

Aunque la SICP y la SIDPP pueden ser determinadas exactamente usando la Ec. 3.5, a veces se tiene dificultad para determinar la altura del flujo ya que se requiere el conocer la ganancia en la presa y el diámetro exacto del pozo.

## CÁLCULOS PARA LA DENSIDAD DE LODO PARA MATAR EL POZO.

Para matar el pozo, es necesario calcular la densidad del lodo necesaria para balancear la presión de fondo del pozo. La densidad del lodo para matar es definida como la cantidad necesaria para al balance exacto de la presión de formación.

El SIDPP puede ser usada para calcular la densidad del lodo necesaria para matar al pozo. La formula para la densidad del lodo para matar es la siguiente:

$$\text{K.W.M} = \text{SIDPP} * 19.23 / \text{profundidad} + \text{O.W.M} \dots \text{Ec. 3.6}$$

Donde:

K.W.M = es la densidad del lodo para matar el pozo, lb / gal.

SIDPP = es la presión de cierre en la TP, psi.

19.23 = es al recíproco de 0.052, lb / gal / psi / pies.

Profundidad = es la profundidad vertical verdadera, pies.

O.W.M = es la densidad original del lodo en la TP, lb / gal.

Debe ser notado que la presión de cierre de la TR no aparece en la Ec. 3.6, ya que una alta presión en la TR no indica necesariamente que se requiera una alta densidad del lodo para matar al pozo. Lo mismo es cierto para la ganancia en la presa la cual también no aparece en la fórmula.

Ejemplo 3.6 ¿Qué densidad necesitara el lodo para matar al pozo en una manifestación con los datos que se tienen abajo?

Profundidad verdadera vertical = 11,500 pies.

O.W.M = 12.1 lb / gal.

SIDPP = 240 psi.

SICP = 1,790 psi.

Ganancia en la presa = 85 bbl.

Solución.

$$\begin{aligned} \text{K.W.M} &= \text{SIDPP} * 19.23 / 11,500 \text{ pies} + 12.1 \text{ lb / gal} \\ &= 240 \text{ psi} * 19.23 / 11,500 \text{ pies} + 12.1 \text{ lb / gal} \\ &= 0.4 \text{ lb / gal} + 12.1 \text{ lb / gal} \\ &= 12.5 \text{ lb / gal} \end{aligned}$$

ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA

### **PROCEDIMIENTOS PARA MATAR AL POZO.**

Se han desarrollado varios procedimientos para matar al pozo a través de los años. Algunos de estos han utilizado los convencionales procedimientos sistemáticos mientras que otros están basados en la lógica. Los procedimientos sistemáticos serán presentados en esta sección. Una discusión en secciones mas adelante dará explicaciones a varios métodos no convencionales para matar las manifestaciones y se verán sus inherentes fallas.

En la sección previa, el concepto de presión de fondo constante fue desarrollado en el cual todas las presiones (presión hidrostática, presión de TR, etc) en el fondo del pozo deberán ser mantenidas en un valor ligeramente mayor que la presión de la formación para prevenir en el futuro flujo de los fluidos de la formación hacia dentro del pozo. Además, de que la presión deberá ser solo ligeramente mayor que la presión de la formación para minimizar la posibilidad de inducir una fractura y una invasión subsuperficial. Este concepto puede ser implementado de tres formas.

- Método de una circulación. Después de que el pozo ha sido cerrado, y la densidad del fluido es la densidad necesaria para matar al pozo, entonces se bombea hacia fuera el fluido de la manifestación en una circulación usando el lodo para matar. (Este método es llamado alternativamente esperar y densificar, método del ingeniero, método gráfico, o método de la presión constante en la TP).
- Método de dos circulaciones. Después de que el pozo es cerrado, el fluido de la manifestación es bombeado fuera del pozo antes de que la densidad del lodo sea incrementada. (Un nombre alternativo es el método del perforador).
- Método concurrente. El bombeo comienza inmediatamente después de que el pozo fue cerrado y la presión registrada. La densidad del lodo es incrementada tan rápido como sea posible mientras se bombea el fluido de la manifestación fuera del pozo.

Si se aplican apropiadamente, con cada uno de estos tres métodos se obtendrá la presión constante de fondo y no se permitirá ningún flujo adicional dentro del pozo. Sin embargo, hay diferencias teóricas y prácticas que hacen a uno de estos procedimientos el más deseable para su implementación a comparación de los otros.

### **Método de una circulación.**

La Fig. 3.4 provee una descripción del método de una circulación. En el punto 1, la presión de cierre en la TP es usada para calcular la densidad del lodo para matar al pozo.

Después la densidad del lodo es incrementada hasta la densidad necesaria para matar al pozo en la presa de succión. Conforme el lodo para matar es bombeado hacia dentro por la TP, la presión estática en la TP es controlada para disminuir linealmente, hasta el punto 2 donde la presión en la TP será cero. El punto 3 ilustra que la presión inicial de bombeo en la TP será el total de la SIDPP más la presión del ritmo para bombear, o 1,500 psi en la Fig. 3.4. Mientras el lodo para matar el pozo se bombea hacia abajo por la tubería, la presión de circulación deberá disminuir hasta el punto 4.

### **Método de dos circulaciones.**

En el método de dos circulaciones, el lodo para matar el pozo no es adicionado en la primera circulación lo cual implica que la presión en la TP no disminuirá durante este periodo (Fig. 3.5). El propósito de esta circulación es remover el fluido de la manifestación del espacio anular.

En la segunda circulación, la densidad del lodo es incrementada lo cual causa un decremento en la presión desde la presión inicial de bombeo en el punto 1 hasta la presión final de circulación en el punto 2. Esta presión final de circulación es mantenida constante de aquí en adelante mientras el espacio anular es desplazado con el lodo para matar al pozo.

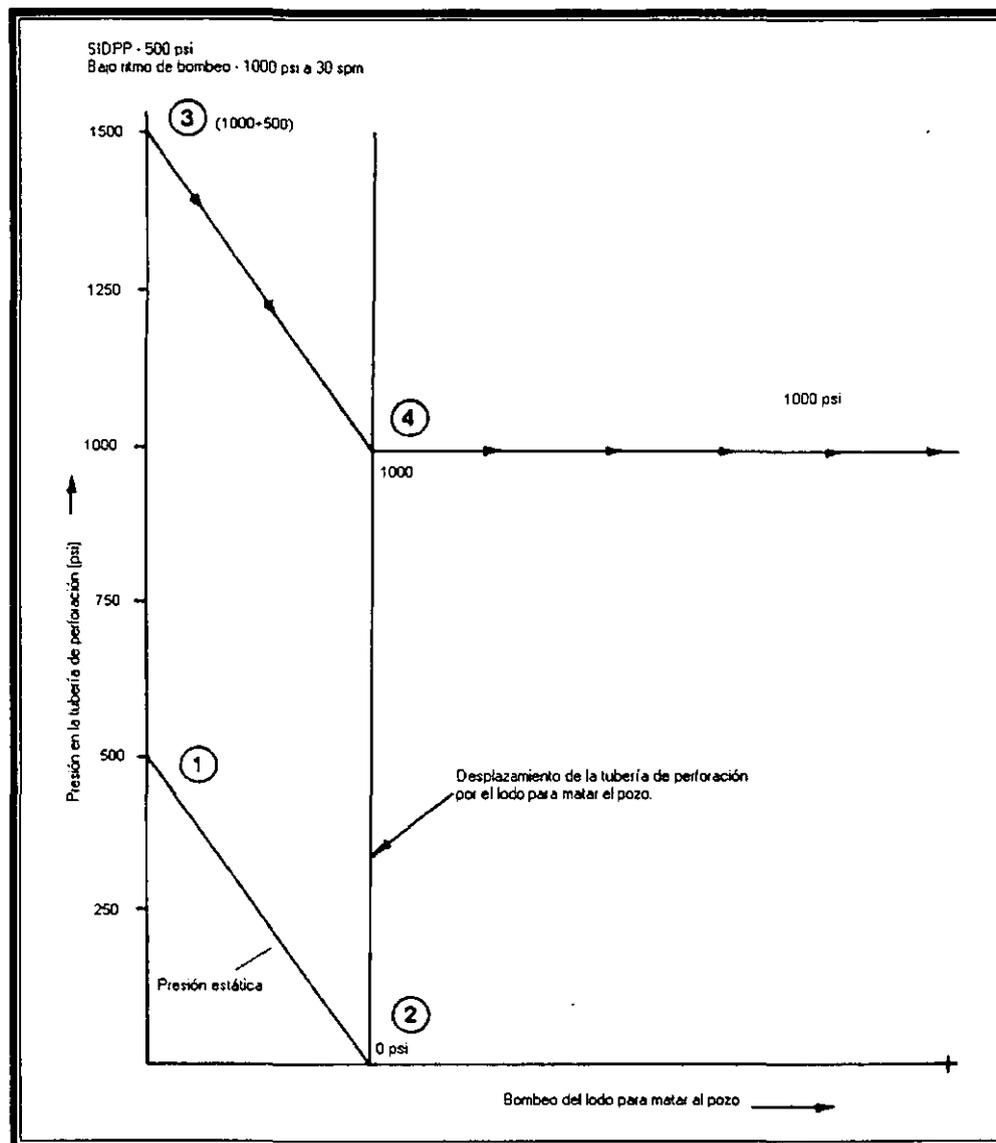


Fig. 3.4 Gráfica de la presión en la TP con el método de una circulación para el control de pozos.<sup>1</sup>

### Método concurrente.

Este método es el más fácil de comprender pero el más difícil de ejecutar apropiadamente. Tan rápido como el pozo es cerrado, el bombeo comienza inmediatamente después de la lectura de la presión y la densidad del lodo es incrementada tan rápido como las facilidades del equipo lo permitan. La dificultad se encuentra en la determinación de la densidad de lodo que está siendo circulado y su relativa posición en la TP. Ya que esta posición determina la presión en la TP, el rango de presión puede ser que no disminuya de una manera consistente como se observó en los otros dos métodos (Fig. 3.6). Conforme la nueva densidad llega a la barrena o a alguna profundidad predeterminada, la presión en la TP disminuye por el incremento en la densidad. Cuando la tubería de perforación es completamente desplazada con el lodo para matar, la presión de bombeo es mantenida constante hasta alcanzar un flujo lineal.

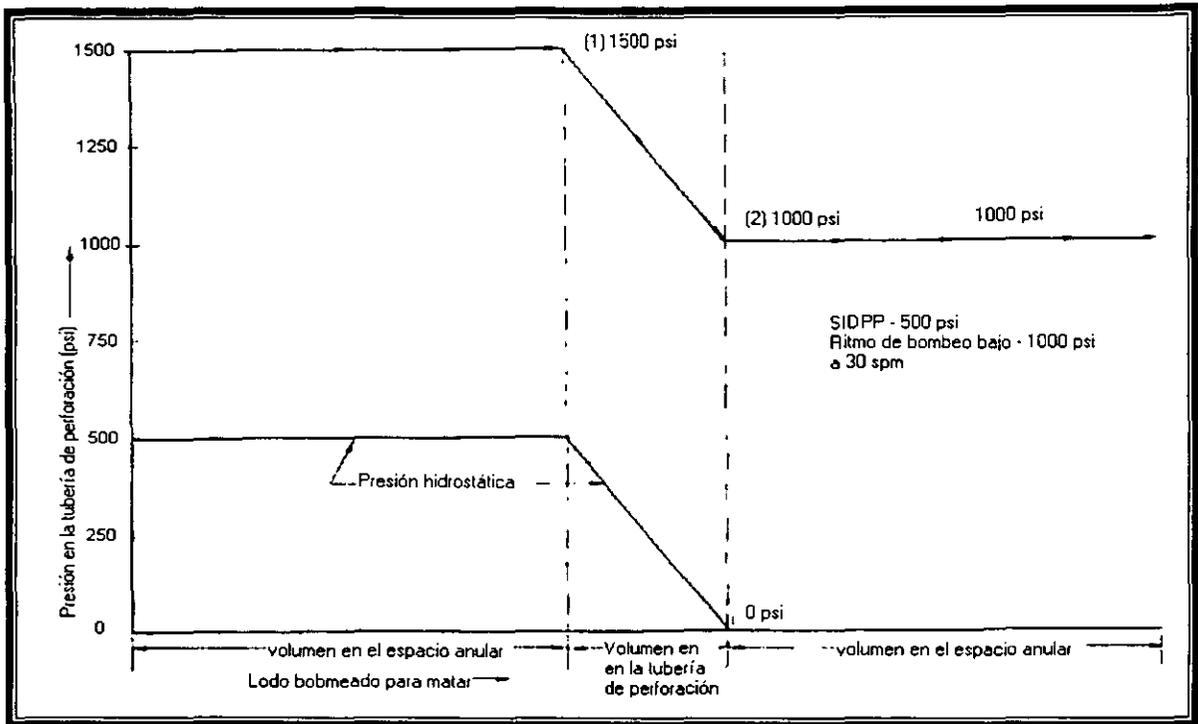


Fig. 3.5 Gráfica de la presión para el método de dos circulaciones para el control de pozo.<sup>1</sup>

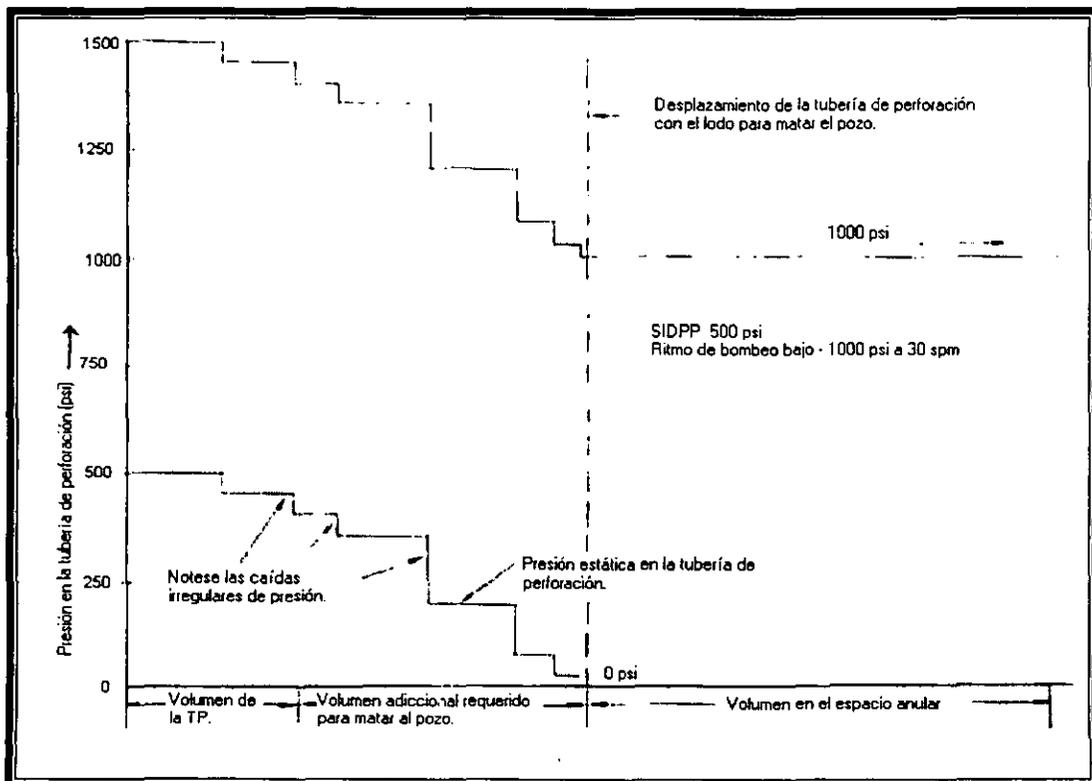


Fig. 3.6 Gráfica de la presión en la TP con el método concurrente para el control de pozos.<sup>1</sup>

Determinar el mejor y más conveniente método para el control de pozos para la mayoría de la situaciones encontradas frecuentemente envuelve varias consideraciones importantes. Algunas de estas consideraciones son (1) el tiempo requerido para ejecutar el procedimiento para matar al pozo completamente, (2) la presión levantada en superficie por la manifestación, (3) la complejidad del procedimiento referida a si es relativamente fácil de implementar, y (4) el esfuerzo aplicado en el fondo a la formación durante el proceso para matar al pozo. Todos estos puntos deben ser analizados antes de que un procedimiento pueda ser seleccionado. En el análisis de los procedimientos para matar al pozo, será puesto mayor énfasis en los métodos de una y dos circulaciones.

### **Tiempo.**

Hay dos consideraciones importantes relativas para el tiempo requerido para los procedimientos para matar al pozo. La primera de estas es el tiempo requerido para incrementar la densidad del lodo desde la densidad original hasta la densidad final para matar el pozo. Puesto que algunos operadores están mas preocupados por las pegaduras de tubería durante el tiempo utilizado para matar al pozo, el procedimiento regularmente escogido para el control del pozo será el que minimice el tiempo de espera requerido para incrementar la densidad del pozo. El procedimiento con la menor cantidad de tiempo de espera inicial es el método concurrente, ya que en este se bombea inmediatamente después de que la presión de cierre es registrada.

La consideración más importante sobre el tiempo, sin embargo, no es el tiempo de espera inicial sino el tiempo total requerido para completar el procedimiento. La Fig. 3.4 muestra que el método de una circulación requiere un desplazamiento completo de fluido (TP y espacio anular), mientras que el método de dos circulaciones (Fig. 3.5) requiere dos desplazamiento el del espacio anular y el de la TP. En ciertas situaciones el incremento de tiempo extra requerido para el método de dos circulaciones puede ser de seria importancia con respecto a la estabilidad del pozo.

### **Presión superficial.**

Durante el curso del proceso para matar al pozo, la presión en superficie puede aproximarse a valores alarmantes. Esto puede ser un problema particular en manifestaciones de gas debido al fenómeno de expansión del volumen del fluido cerca de la superficie. El procedimiento para matar al pozo con menor presión superficial requerida para balancear la presión de fondo es de mayor importancia aquí.

La Fig. 3.7 y 3.8 puntualizan las diferentes presiones de superficie requeridas para diferentes situaciones de manifestación utilizando los métodos de una y dos circulaciones. La primera mayor diferencia es notada inmediatamente después de que la TP es desplazada con el lodo para matar al pozo. La presión en la TR comienza a disminuir como resultado de la presión hidrostática del lodo para matar al pozo en el procedimiento de una circulación. Esta disminución no es vista en el método de dos circulaciones ya que este procedimiento no circula lodo para matar el pozo inicialmente. De hecho, la presión en la TR aumenta como resultado de la expansión del gas desplazando al lodo del pozo.

La segunda mayor diferencia es observada cuando el gas se aproxima a la superficie. El procedimiento de dos circulaciones de nuevo tiene altas presiones como resultado de la circulación del lodo original de baja densidad. Es interesante notar en este punto que esta alta presión en la TR suprime la expansión del gas a un pequeño grado resultando en que el gas llegue mas tarde a la superficie.

Después de que una circulación completa ha sido hecha, puede ser observado que el método de una circulación tiene teóricamente muerto al pozo resultando en una presión de superficie igual a cero. Mientras que en el método de dos circulaciones se tiene presión remanente en la TR exactamente igual a la presión en la TP. Por lo cual será necesario en este punto introducir el lodo para matar al pozo y completar otra circulación.

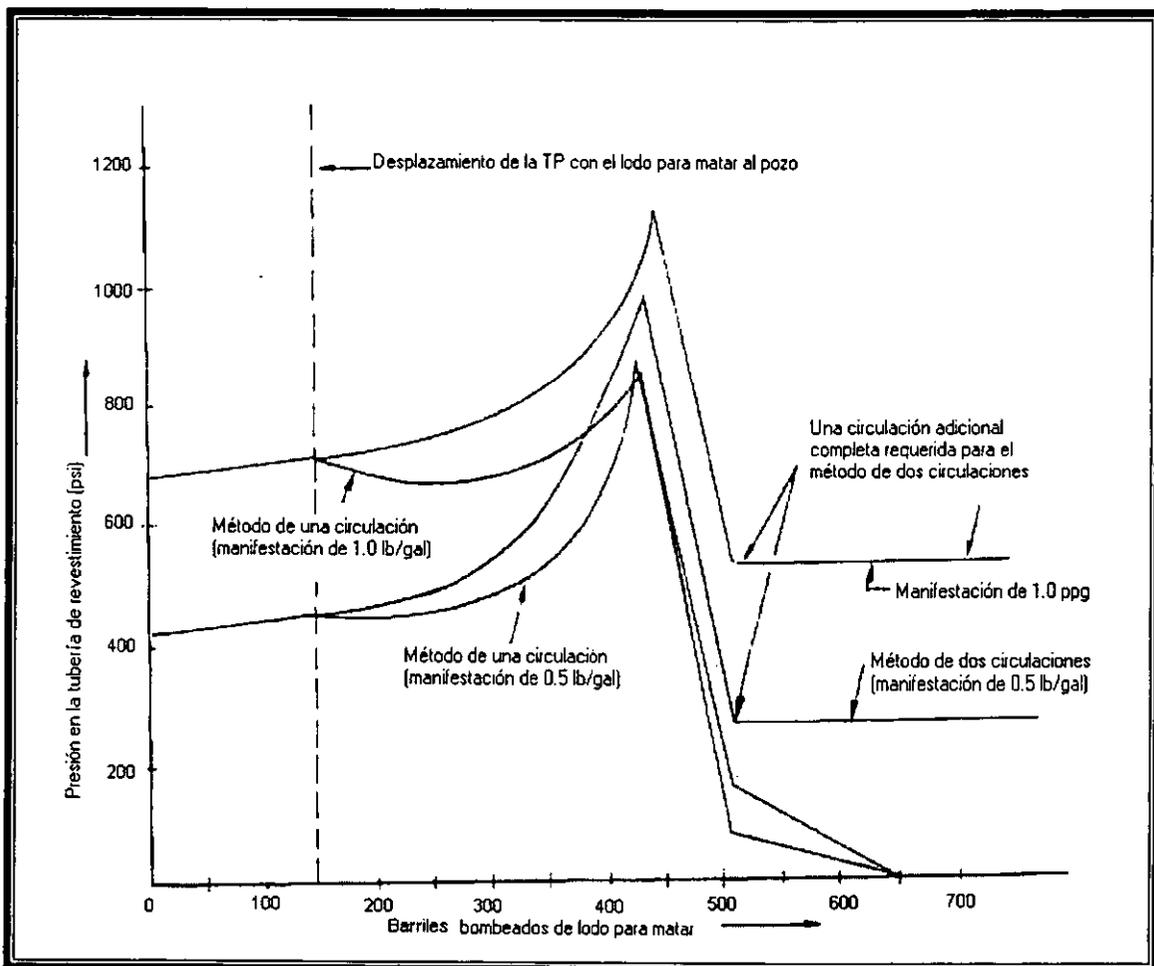


Fig. 3.7 Presión en el espacio anular para el método de una circulación contra el método de dos circulaciones a una profundidad de 10,000 ft. <sup>1</sup>

### Complejidad del procedimiento.

El grado de conveniencia de cualquier procedimiento es parcialmente dependiente de la facilidad con la cual puede ser ejecutado. Si un procedimiento es difícil de comprender e implementar, su confiabilidad disminuye acordeamente.

El método concurrente para el control de pozos cae dentro de esta categoría de reducción de confiabilidad debido a la complejidad del procedimiento. Para ejecutar este procedimiento adecuadamente, la presión en la TP debe ser reducida acorde a la densidad del lodo que esta siendo circulado y con la posición en la TP. Esto implica que (1) la cuadrilla informara inmediatamente al operador cuando la nueva densidad del lodo esta siendo bombeado, (2) los recursos del equipo pueden mantener incrementando la densidad del lodo, y (3) la posición de la densidad de lodo en la TP puede ser determinada por un contador de emboladas. Como resultado de la complejidad natural de este método, muchos operadores han descontinuado su uso.

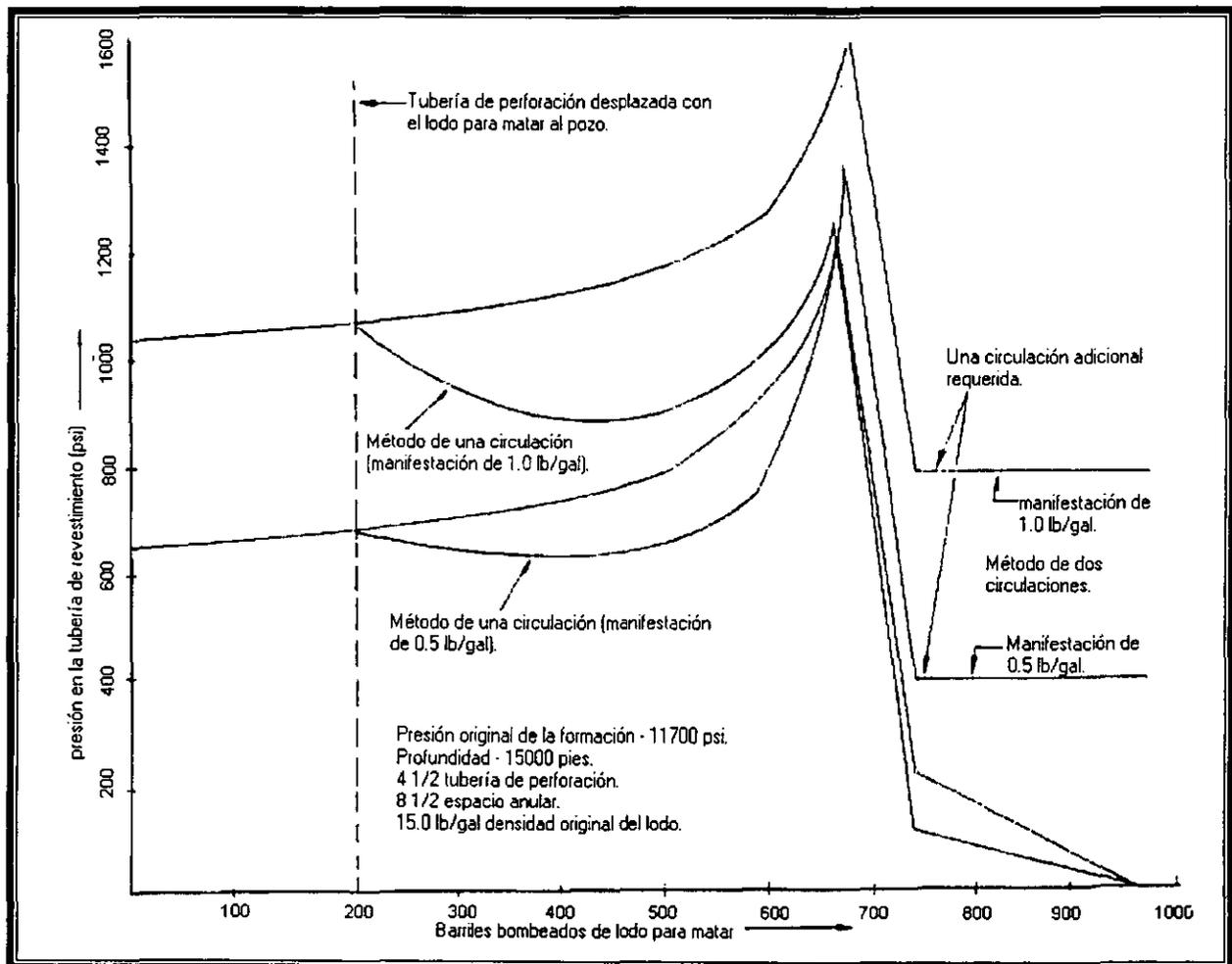


Fig. 3.8 Presión en el espacio anular para el método de una circulación contra el método de dos circulaciones a una profundidad de 15,000 ft.<sup>1</sup>

Los métodos de una y dos circulaciones están recibiendo un prominente uso debido a su fácil aplicación. En ambos procedimientos, la presión en la TP permanece constante por un largo intervalo de tiempo. Así mismo, cuando se desplaza la TP con el lodo para matar al pozo, el decremento de la presión en la TP es virtualmente una relación lineal y no alternativa como en el método concurrente (Fig. 3.6).

## Esfuerzos en el fondo del pozo.

Aunque todas las consideraciones hasta este punto son importantes, la principal consideración debe ser los esfuerzos que son impuestos en la paredes del fondo del pozo. Si los esfuerzos impuestos por la manifestación son mayores que los que la formación puede resistir, una fractura inducida puede ocurrir, permitiendo de este modo la posibilidad de una invasión subsuperficial. El procedimiento el cual imponga un menor esfuerzo en el fondo del pozo mientras mantiene al mismo tiempo la presión constante en la zona de la manifestación deberá ser considerado el procedimiento mas seguro para matar la manifestación.

Densidades equivalentes del lodo son una herramienta muy usada para medir los esfuerzos en el fondo del pozo. Las densidades equivalentes son definidas como el total de todas las presiones a la profundidad determinada y convertidas en libras por galón de densidad de lodo.

Densidad del lodo equivalente = (Total de presiones \* 19.23) / profundidad.....Ec.3.7

Donde:

Densidad de lodo equivalente esta en lb /gal.

Total de presiones en psi para la profundidad de interés.

19.23 es una constante con unidades de lb / gal / psi / pie.

Profundidad en pies.

## VARIABLES QUE AFECTAN A LOS PROCEDIMIENTOS PARA MATAR AL POZO.

Aunque las variables que afectan a los procedimientos para matar al pozo no representan una necesidad de cambio en las estructura básica de los procedimientos, estas pueden causar un comportamiento irregular que tal vez pueda engañar al operador logrando hacer juicios erróneos. Un estudio de algunas de estas variables darán una visión dentro de los problemas para el control del pozos. Debido a que el método de una circulación ha sido previamente mostrado como el mas seguro de los procedimientos para matar al pozo, éste será usado para demostrar los efectos de varias de estas variables.

### Tipo de fluido.

El tipo de fluido que entra al pozo como resultado de una manifestación juega una papel muy importante en el comportamiento de la presión de la TR. Aunque el fluido puede tomar rangos desde aceite pesado hasta agua dulce, el mas común es el gas o agua salada. Cada uno tiene una curva de presión de TR pronunciada y diferentes efectos en el fondo del pozo.

Las manifestaciones de gas son generalmente mas dramáticas que cualquier otro tipo de fluido. Algunas de las razones de esto son (1) el ritmo con el cual el gas entrará al pozo, (2) la alta presión en la TR resultando parcialmente en una baja densidad del fluido , (3) la habilidad del gas de expansión conforme se ve acercando a la superficie, (4) la migración del fluido hacia la parte superior del pozo, y (5) la inflamabilidad del fluido. Una curva típica de la presión de la TR en una manifestación de gas es mostrada en la Fig. 3.9.

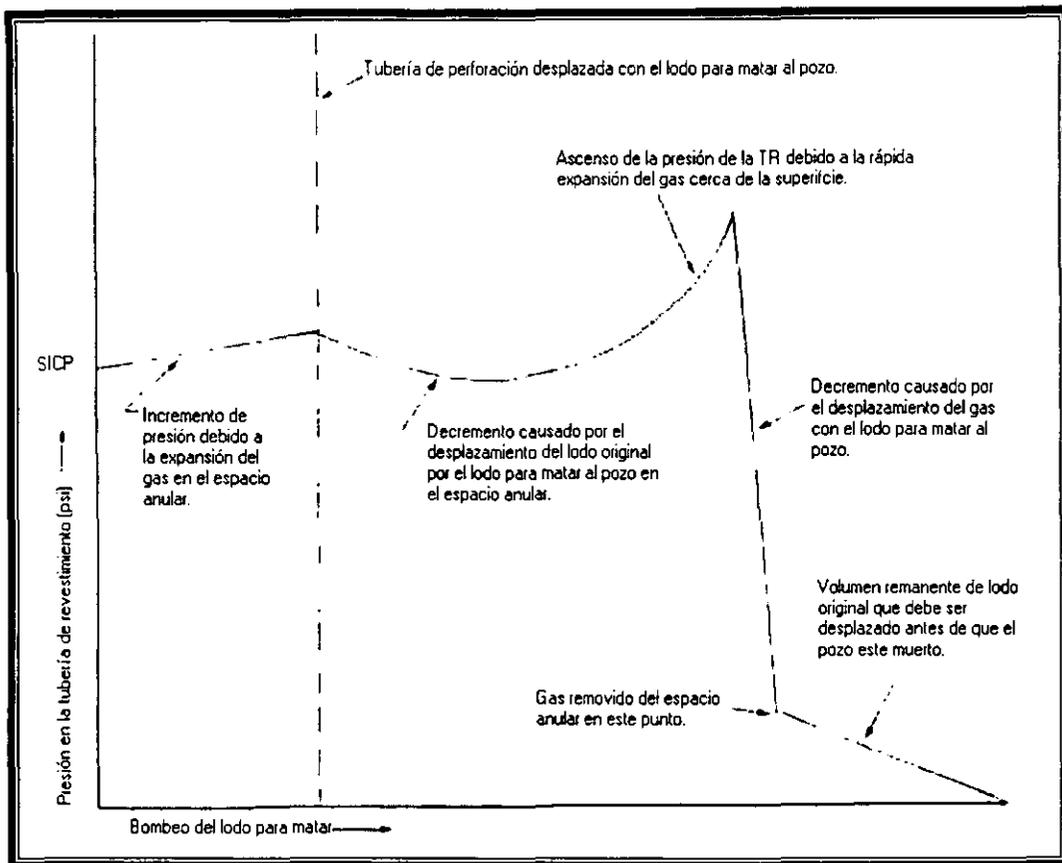


Fig. 3.9 Curva típica de la presión en la TR en una manifestación de gas con el método de una circulación.<sup>1</sup>

Debido a la expansión del gas ocurre un decremento en la presión de confinación del gas por lo cual el fluido es bombeado hacia arriba del pozo afectando los procesos para matar al pozo. La Fig. 3.9 ilustra uno de estos efectos. Conforme el gas comienza a expandirse cerca de la superficie, el previo decremento de la presión en la TR comienza a incrementarse. Esta alta presión en la TR puede dar la falsa impresión de que mas volumen de fluido de la manifestación esta entrando al pozo. También, inmediatamente después de que el gas llego a condiciones de superficie, la presión en la TR decrece rápidamente el cual ahora puede dar la impresión de que una pérdida de circulación puede haber ocurrido.

Ambos cambios de presión en la TR son comportamientos esperados y no indican un flujo adicional ni pérdida de circulación. Debe ser recordado que la posibilidad de pérdida de circulación es menor con el gas a condiciones de superficie que a condiciones iniciales de cierre.

Cuando el gas se expande, el incremento del volumen del gas en el pozo desplazará fluido dentro del pozo, resultando en ganancia en las presas. La Fig. 3.10 muestra la ganancia en la presa para el problema ilustrado en la Fig. 3.7. Por lo tanto, debido a esta ganancia de volumen en la presa, seria lógico asumir que el ritmo de flujo existente en el pozo incrementara como es mostrado en la Fig. 3.11

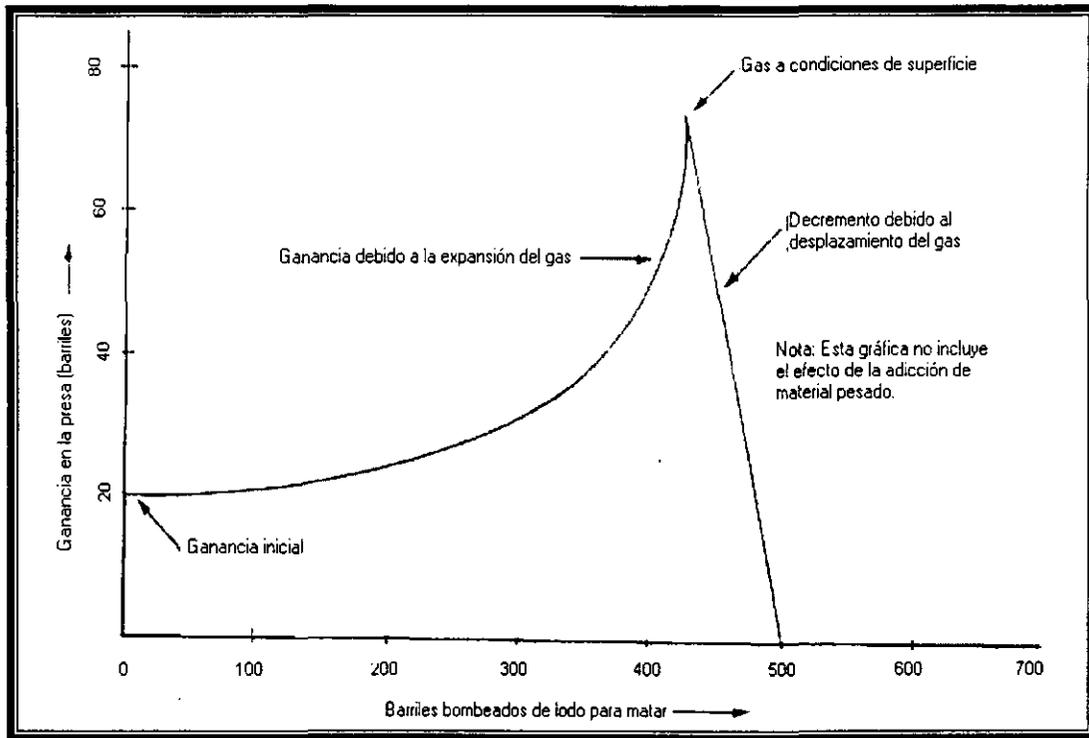


Fig. 3.10 Curva de ganancia en la presa para una densidad de 1.0 lb/gal para la manifestación de la Fig. 3.7<sup>1</sup>

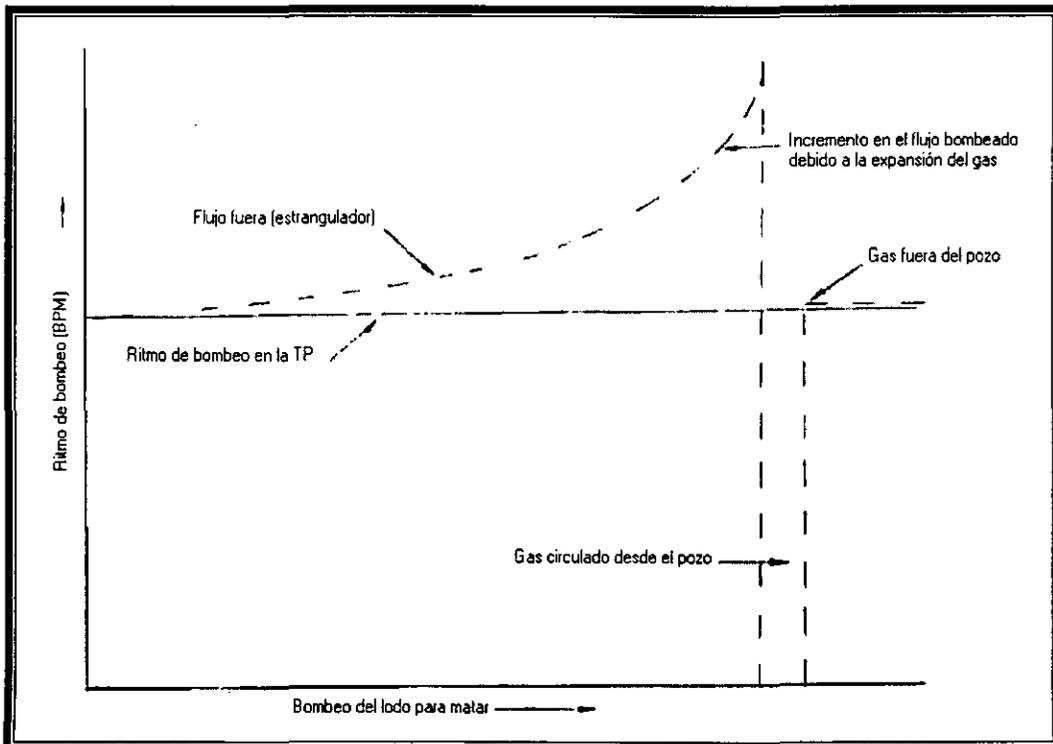


Fig. 3.11 Representación típica de los ritmos de flujo dentro y fuera durante el proceso para matar al pozo.<sup>1</sup>

La migración del gas en el espacio anular puede causar problemas especiales. Se ha realizado recientemente numerosos estudios sobre el fenómeno de segregación gravitacional en un esfuerzo de poder cuantificar el ritmo de migración. Sin embargo estos estudios no han generado una solución usable, datos de campo de una corporación profesional para matar pozos sugiere un ritmo de 7 a 15 pies / minutos en los sistemas de lodo. De cualquier forma, se debe considerar el efecto de migración del gas en el potencial de expansión del gas. Si al fluido no le es permitido expandirse adecuadamente durante el periodo de migración, presión entrampada será generada en superficie. Si ocurre una expansión excesiva, gas adicional entrará al pozo desde la formación.

Las manifestaciones de agua salada no poseen tantos problemas como las de gas debido a que no ocurre una expansión de volumen. Además, debido a que el agua salada es mas densa que el gas la presión necesaria en la TR para balancear la presión de la formación es menor a comparación a la necesaria en una manifestación de gas. La Fig. 3.12 es una curva típica de la presión en la TR para manifestaciones de agua salada. Debe ser notado que la presión de cierre para una manifestación de 50 bbl de agua salada es aproximadamente la misma que para una manifestación de gas de 20 bbl como la de la Fig. 3.7 bajo la mismas condiciones.

Las consideraciones de la estabilidad del pozo y pegaduras de tubería son generalmente mas severas en manifestaciones de agua salada que en las de gas. El agua salada tiene la tendencia de causar en lodos base agua un enjarre y crear tendencias de alta probabilidad de pegaduras de tubería e inestabilidad del pozo. La severidad de estos problemas se incrementa con grandes volúmenes de fluido de la manifestación y con periodos de espera largo después de que el fluido es bombeado fuera del pozo.

### **Volumen de flujo.**

El volumen de fluido que entra al pozo es una variable controlable de acuerdo a la magnitud de la presión en la TR durante el proceso para matar al pozo. La Fig. 3.12 ilustra la relación típica entre el volumen de flujo y la presión en la TR. Esta representación puntualiza la importancia de un rápido cerrado en lugar de titubear debido a ciertas incertidumbres.

### **Variaciones debido al incremento de la densidad del lodo.**

La densidad de lodo debe ser incrementada en la mayoría de las situaciones para matar al pozo. El incremento de la densidad tiene algunos efectos en el comportamiento de la presión de la TR como se ve en la Fig. 3.13.

Otra importante variación de la densidad del lodo es la diferencia entre la densidad del lodo calculada necesaria para balancear la presión de fondo y la densidad del lodo que actualmente es circulada. Si el lodo circulado es de menor densidad que el lodo para matar al pozo, la presión en la TR será mayor que si se hubiera usado inicialmente el lodo de la densidad adecuada debido a la necesidad de mantener la presión balanceada en el fondo del pozo. Esta relación es observada en la Fig. 3.7 y 3.8. Como consecuencia de la alta presión en la TR, la densidad equivalente del lodo será también mayor incrementando la posibilidad de fracturar la formación.

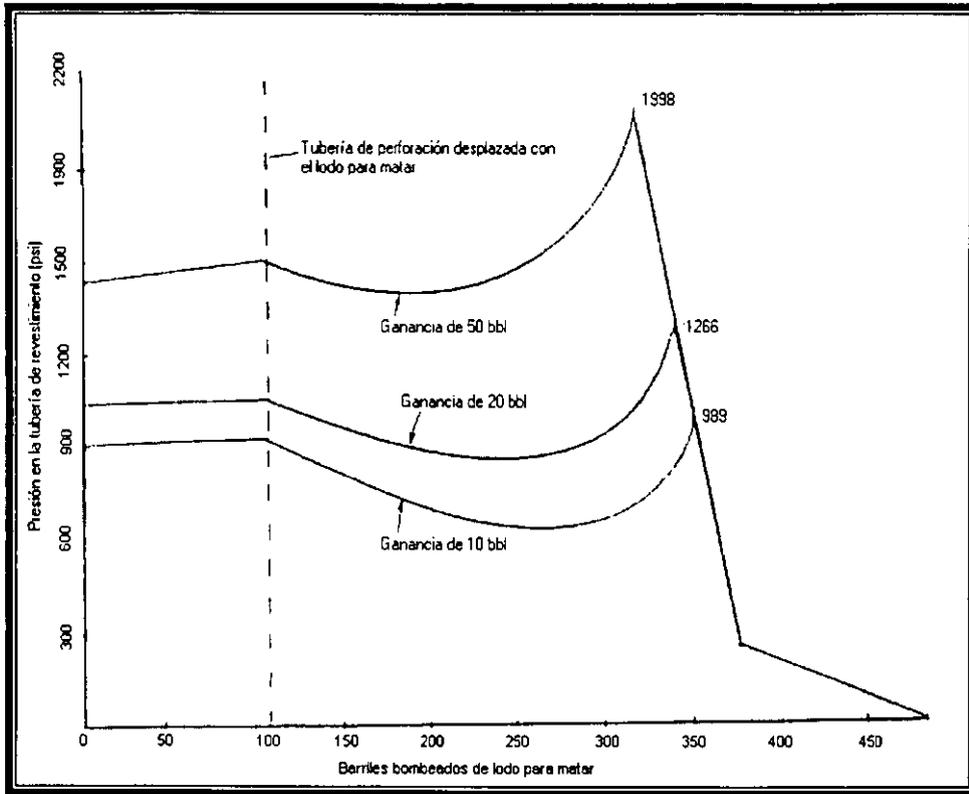


Fig. 3.12 Comparación de curvas de presión en TR para volúmenes 10, 20, y 50 bbl en una manifestación.<sup>1</sup>

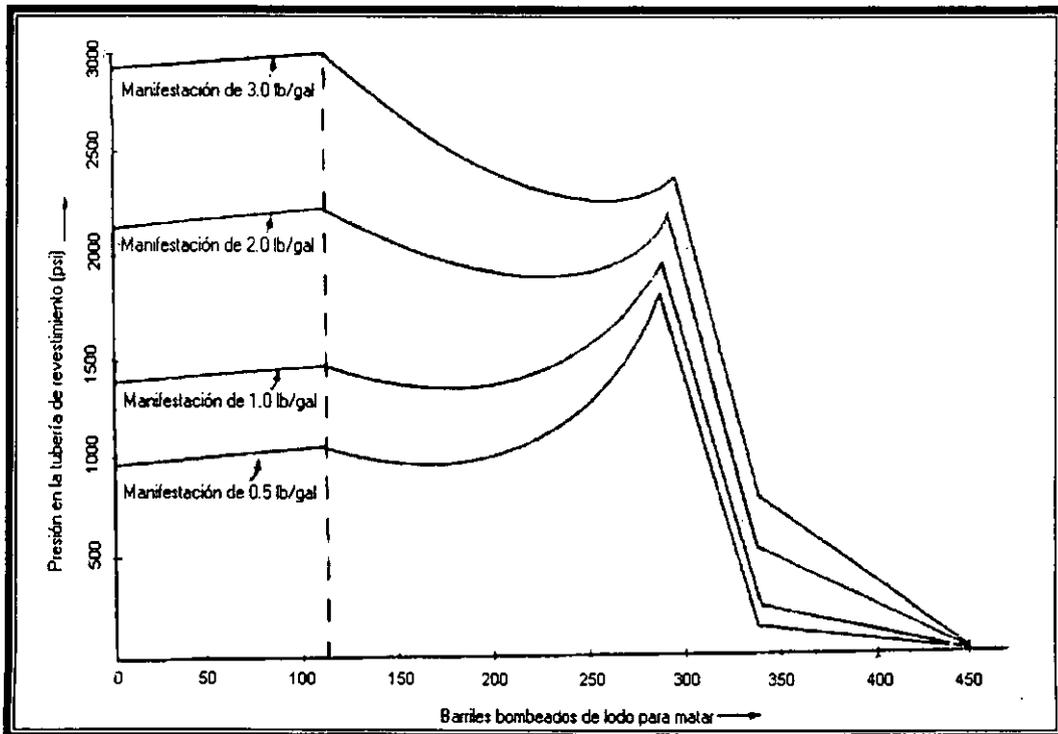


Fig. 3.13 Comparación de varios incrementos de la densidad del lodo para matar al pozo.<sup>1</sup>

Por otra parte, circular lodos con densidades mayores a las calculadas para matar al pozo no disminuye la presión de la TR. Esta situación es sinónimo de la adicción al lodo del factor de seguridad y es regularmente llamada "exceso". Conforme un lodo pesado es bombeado hacia abajo de la tubería, la presión en la TR aumentara debido al efecto de tubo – U. Este básico principio del efecto del tubo – U es en el cual la presión en cada uno de los lados del tubo debe ser siempre igual. Esta relación en una manifestación es mostrada en la Fig. 3.14. Debe ser recordado que esta alta presión en la TR tiene asociado un esfuerzo en el fondo del pozo lo cual incrementa el potencial de fracturar la formación.

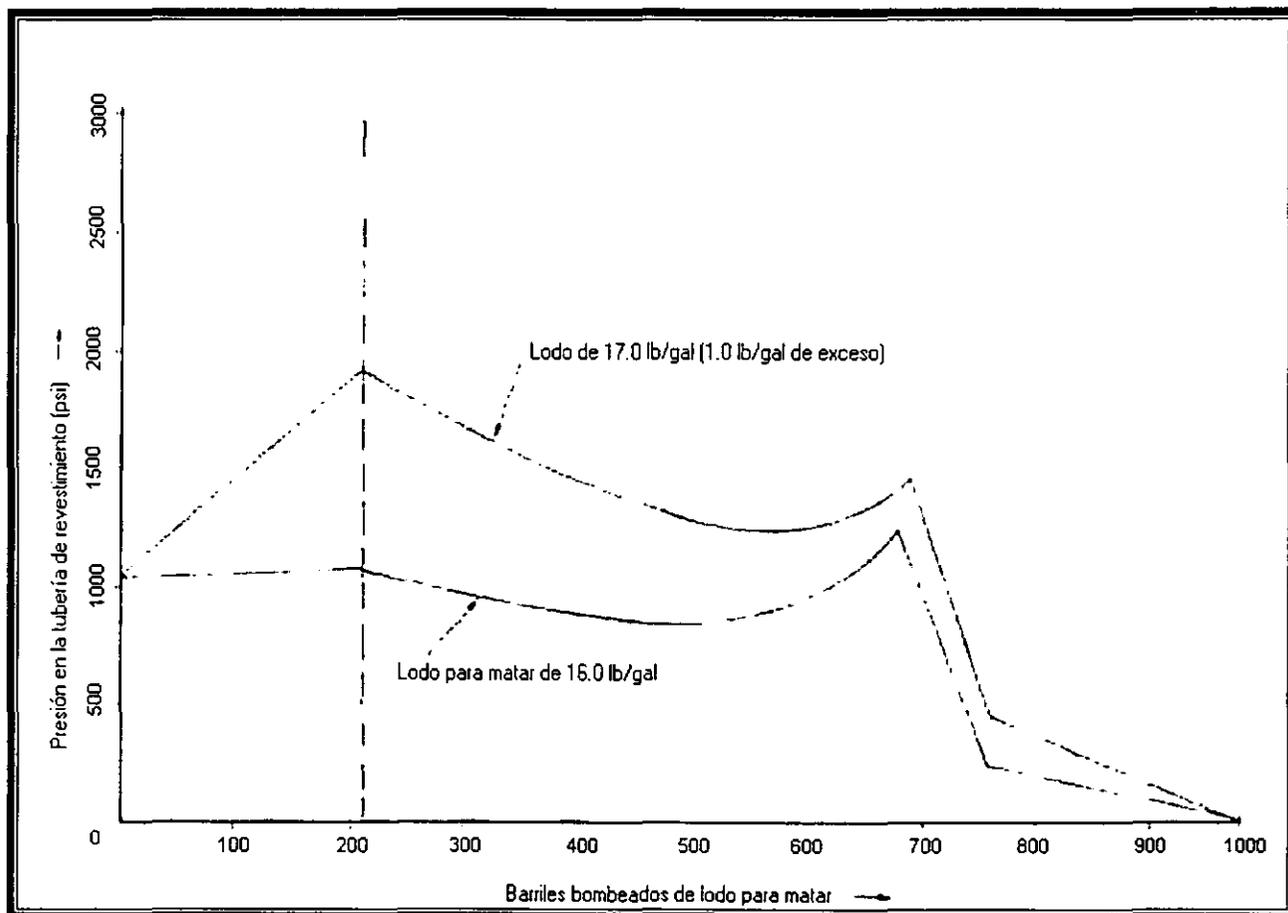


Fig. 3.14 Efecto de una densidad excesiva del lodo en la presión en el espacio anular.<sup>1</sup>

### Variaciones en la geometría del pozo.

En algunas situaciones para matar al pozo, habrá cambios en el tamaño del pozo y la sarta de perforación que causaran que la geometría del fluido de la manifestación sea alterada acordeamente. Este es un problema particular en pozos telescopiados cuando varios diámetros de pozo y tubería son usados. El fluido puede ocupar un gran espacio vertical en el fondo del pozo el cual creara una alta presión de TR. Conforme el fluido es bombeado dentro del largo espacio anular, la altura vertical disminuye, así incrementando la altura total de la columna de lodo y resultando en pérdidas de presión de la TR necesarias.

Debe ser dada una atención especial en estos casos. Las Fig. 3.15(a), (b), (c) muestran un típico pozo telescopiado y las curvas asociadas a la presión en la TR y TP.

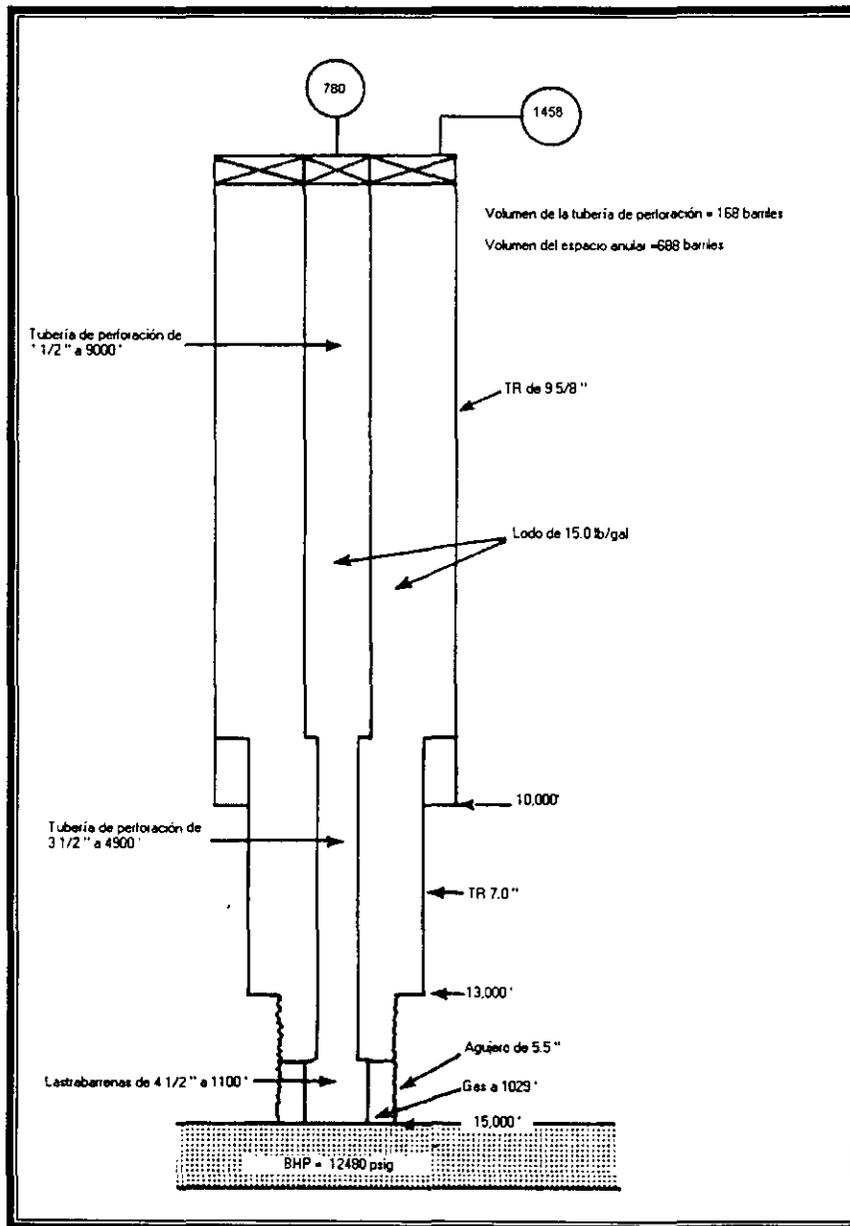


Fig. 3.15 (a) Diagrama de un pozo telescopiado.<sup>1</sup>

### IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE UNA CIRCULACIÓN.

Para implementar el método de una circulación, ciertas guías deben ser seguidas para poder matar al pozo de una manera segura. Aunque el procedimiento es relativamente simple, su dominio demanda conocimientos básicos de los pasos prácticos tomados durante el proceso. Afortunadamente, hay puntos de verificación los cuales indicaran cualquier problema potencial.

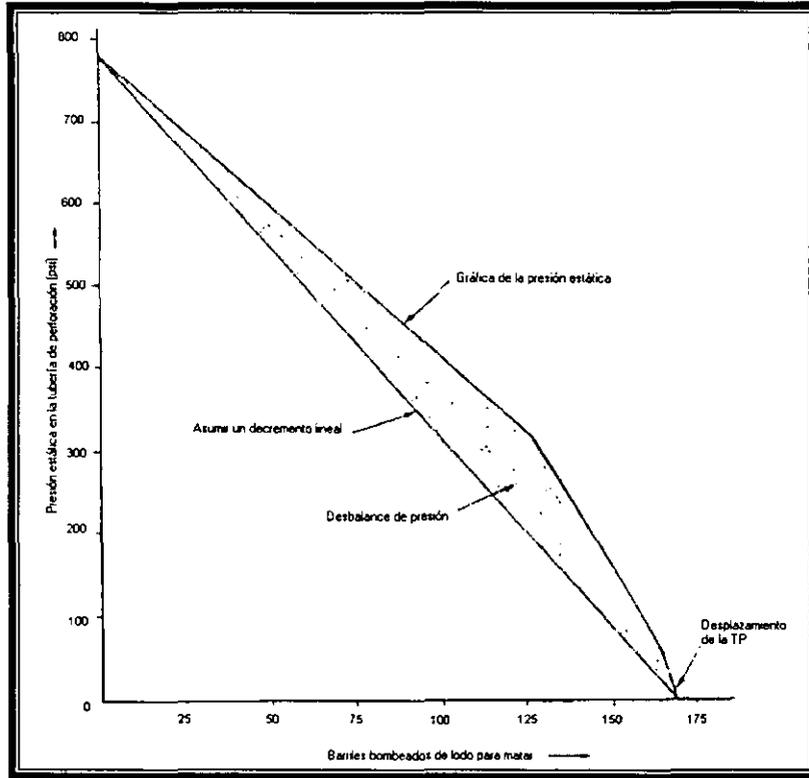


Fig. 3.15 (b) Gráfica de la presión estática para una sarta típica telescopiada.<sup>1</sup>

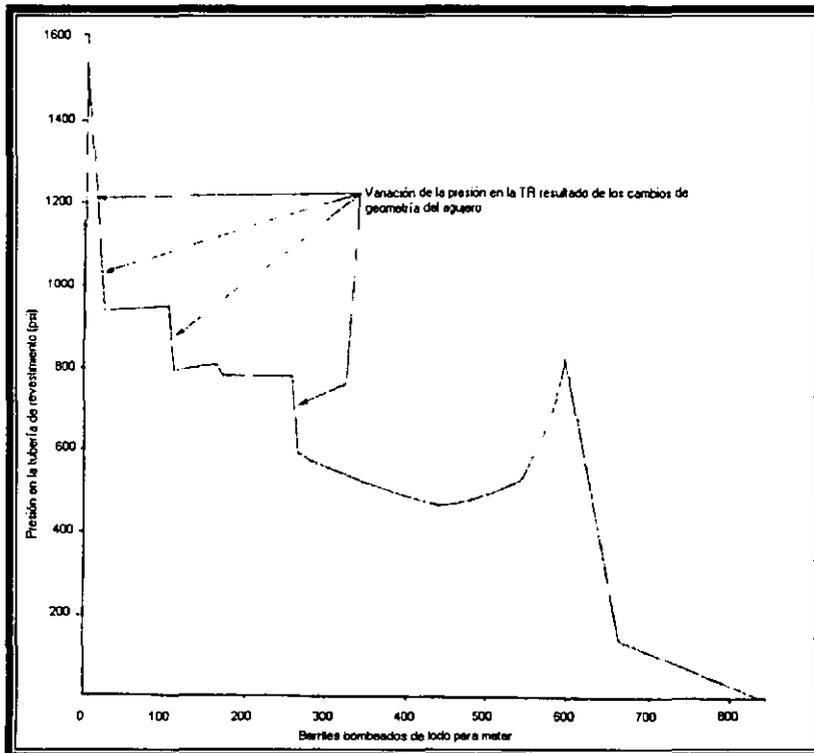


Fig. 3.15 (c) Efecto del cambio de diámetro del pozo sobre la presión en la TR.<sup>1</sup>

Una hoja con los datos para matar al pozo ("kill sheet") es normalmente empleada durante operaciones convencionales. Una hoja para matar al pozo contendrá ciertos datos prerregistrados, fórmulas para varios cálculos, y gráficas para la determinación de la presión requerida en la TP conforme el lodo para matar al pozo es bombeado. Aunque muchos operadores emplean complicadas hojas para matar al pozo, es necesario que la hoja para matar al pozo contenga solo los datos básicos requeridos para matar al pozo. Aquí está un resumen de los pasos involucrados en un apropiado proceso para matar el pozo.

1. Cuando una manifestación ocurra, cerrar el pozo inmediatamente usando los procedimientos adecuados de cierre.
2. Después de que la presión se ha estabilizado, leer y registrar la presión de cierre en la TP (SIDPP), la presión de cierre en la TR (SICP) y la ganancia en la presa. (Si una válvula flotadora está en la TP, usar los procedimientos establecidos para obtener la presión de cierre en la TP).
3. Checar la presión entrampada en la TP.
4. Calcular la densidad exacta necesaria para matar al pozo y preparar la hoja con los datos para matar al pozo.
5. Mezclar el lodo para matar al pozo en la presa de succión.
6. Después de que el lodo para matar al pozo ha sido mezclado, iniciar la circulación mediante el ajuste los estranguladores para mantener la presión de la TR en la válvula de cierre mientras el perforador comienza a bombear el lodo.
7. Mientras el perforador está desplazando la TP con el lodo de la densidad exacta para matar al pozo a un ritmo de bombeo constante (ritmo para matar), usar los estranguladores para ajustar la presión de bombeo acorde a la presión requerida por la hoja con los datos para matar al pozo.
8. Cuando la TP ha sido desplazada con el lodo para matar al pozo, apagar las bombas, cerrar los estranguladores y registrar la presión. La presión en la TP deberá ser cero y la TR deberá tener presión remanente. Si la presión en la TP no es cero, ejecutar los siguientes pasos:
  - a. Checar la presión entrampada usando los procedimientos establecidos.
  - b. Si la presión en la TP aun no es cero, bombear de 10 – 20 bbl adicionales para asegurarse que el lodo para matar al pozo ha alcanzado a la barrena. La eficiencia de bombeo puede ser reducida con un ritmo de bombeo bajo.
  - c. Si permanece presión todavía en la TP, recalcular la densidad del lodo para matar al pozo, preparar una nueva hoja con los datos para matar al pozo, y regresar al inicio de los pasos en este procedimiento.
9. Conforme se va desplazando el espacio anular con el lodo para matar al pozo, mantener la presión de bombeo en la TP y el ritmo de bombeo constante, usando los estranguladores para ajustar la presión necesaria.
10. Después de que el lodo para matar al pozo ha alcanzado un flujo lineal, detener las bombas y cerrar los estranguladores. El pozo deberá estar muerto en este punto. Si aun queda presión remanente en la TR, continuar la circulación hasta que el pozo este muerto.
11. Cuando la presión en la TP y TR sean cero, abrir los preventores anulares, circular y acondicionar el lodo, y añadir un viaje de margen.

---

## **PROCEDIMIENTOS PARA EL CONTROL DE POZOS NO CONVENCIONALES.**

### **Método de baja presión con el estrangulador.**

El método de baja presión con el estrangulador esta basado en una técnica simple. Si durante una operación para matar al pozo, la presión en la TR tiende a subir sobre el valor fijo predeterminado anteriormente, el estrangulador será ajustado tanto como sea necesario para el control de la presión en o por debajo del valor establecido.

También, si durante el cierre inicial, la presión de cierre tiende a elevarse por encima del valor establecido anteriormente, inmediatamente se comenzará bombear y el estrangulador será ajustado para el control de la presión en o debajo del valor establecido. Con esto es intentado mantener una presión baja mediante el estrangulador que sea suficiente para retardar el flujo continuo dentro del pozo hasta que la presión hidrostática necesaria pueda ser alcanzada a través de la circulación de un lodo pesado.

Hay un peligro inherente en el método de baja presión con el estrangulador. En cualquier momento durante la operación para matar al pozo, si la presión superficial necesaria para mantener la presión de fondo constante igual a la presión de la formación es reducida para evitar exceder al máximo valor predeterminado, una situación de bajobalance puede ocurrir la cual permitirá un flujo mayor dentro del espacio anular.

Si esta situación de bajobalance es permitida al continuar, todo el espacio anular llegará eventualmente a ser llenado por el flujo de lodo contaminado, por lo cual será necesario tener altas presiones de superficie si se quiere matar al pozo. Estas presiones serán mas altas que cualquier presión que se pudiese haber visto tener al método de la presión de fondo constante si se hubiera seguido (Fig. 3.16).

Muchas variables entre estas la posible situación de bajobalance afectan al método de baja presión con el estrangulador. Las variables asociadas con el método de baja presión con el estrangulador tiene amplio rango y generalmente no están relacionadas.

Las acciones de las variables cuando estas se presentan independientemente son difíciles de predecir, y la combinación de estas variables llega a ser extremadamente complicado. Por lo tanto, es erróneo asumir que una variable como pérdida de presión por fricción trabajaría de una manera positiva y nulificaría la acción negativa de variables como expansión de volumen, geometría del pozo, o volumen de flujo.

También, la base del método de presión de fondo constante es que la presión de fondo será mantenida igual o mayor que la presión de la formación. El método de baja presión con el estrangulador olvida esta aproximación y no ofrece un sustituto aceptable. Por consiguiente, este método no puede ser considerado como un método factible para un conveniente control de pozos.

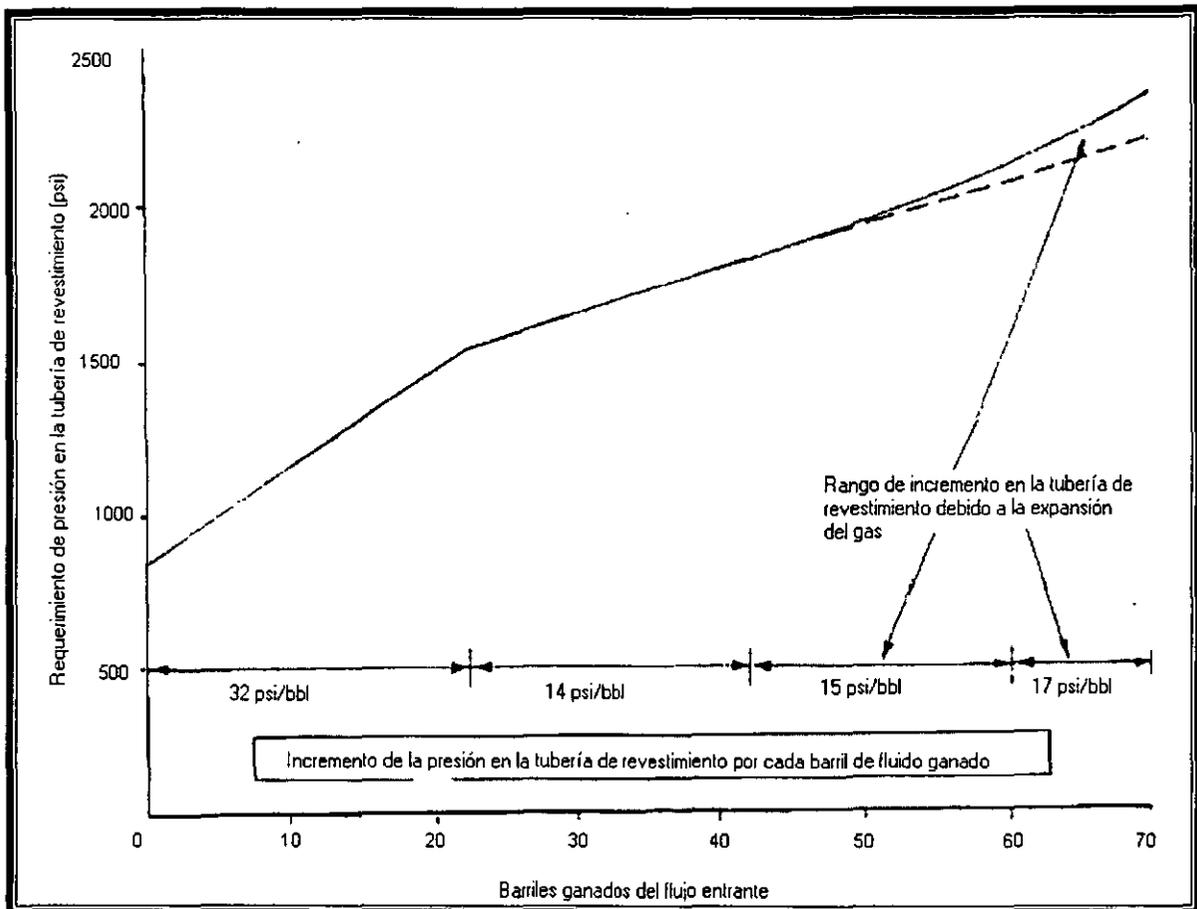


Fig. 3.16 Presión en la TR requerida para cerrar sobre varios volúmenes de fluido. <sup>1</sup>

### Soluciones alternas.

Algunas soluciones alternas son usadas antes y durante una operación para matar a un pozo. Una buena planeación del pozo es una parte vital del control de pozos. La sarta de perforación debe ser diseñada con el concepto de carga máxima, el cual comprende todas las cargas concebibles durante las operaciones para matar al pozo al igual que las cargas durante la fase de perforación. También, la sarta de perforación debe ser fijada en zonas que les permitan resistir los esfuerzos impuestos por las condiciones de una manifestación. La fase mas importante de la planeación de un pozo es asegurar que la perforación no ocurrirá bajo condiciones donde una manifestación no pueda ser matada de una forma segura.

### Manifestaciones cuando se esta corriendo tubería.

Muchas manifestaciones ocurren cuando la sarta de perforación no esta en el fondo del pozo. En estos casos, las opciones disponibles para matar al pozo para el operador son bajar la tubería hacia el fondo con el pozo ya cerrado y circular el lodo para matar el pozo, o circular un lodo muy pesado en la posición inicial de cierre para matar al pozo y después bajar la tubería hacia el fondo.

---

Recordando que la sarta de perforación debe finalmente ser regresada al fondo del pozo y la operación de bajar la tubería a presión cuando el pozo esta cerrado es muy tediosa, ocasionalmente algunos operadores tratan de correr la tubería al fondo antes de que los procedimientos de cierre sean usados. Esto permitirá un flujo continuo el cual necesitara una alta presión de TR al igual que una gran fuerza para el manejo de grandes volúmenes de fluido de la manifestación cuando estos sean circulados a la superficie. Por consiguiente, incluso el corrimiento de unas cuantas lingadas de tubería es peligroso y no debe ser intentado. El éxito de este método es dependiente de que se tengan formaciones de baja permeabilidad que permitirán solo un pequeño volumen del flujo dentro del pozo. Esta es generalmente una variable desconocida y no debe ser usada como base para los procedimientos de control de pozos.

### **Método del nivel constante en la presa.**

El método del nivel constante en la presa para el control de pozos proviene de un principio lógico. Durante un procedimiento para matar a un pozo, los estranguladores son ajustado de la manera que anulen cualquier cambio en las presas de lodo en la superficie. Por lo cual fue creído que si no es permitido ganancia en las presas, no habrá flujo adicional. Del mismo modo, si no se permite que haya disminución no se tendrán problemas de pérdidas de circulación.

Este procedimiento trabaja exitosamente cuando el fluido es agua salada o aceite. Debido a que estos fluido tienen una capacidad de expansión mínima, el volumen de la presa no cambiara apreciablemente. Sin embargo, en manifestaciones con gas se deben tener asociado ganancias en la presa. Si esta ganancia no es permitida , la presión en la TR debe ser incrementada forzando la compresión del gas, lo cual puede resultar en pérdidas de circulación causadas por la alta presión en la TR.

### **Bombeando la manifestación de regreso a la formación.**

Ocasionalmente un intento es hecho para bombear el fluido de la manifestación de regreso a la formación para evitar la necesidad de la ejecución de otros procedimientos para matar al pozo. Esto no debe ser interpretado erróneamente como una practica en todas las situaciones ya que esto implica que la formación deba ser fracturada antes de que el bombeo pueda ocurrir. No es probable que el fluido de la manifestación vuelva a entrar a la zona original a menos que agua limpia fuera el fluido que se estuviera circulando ya que los poros estarán tapados con barita y bentonita cuando se este usando lodo.

Sin embargo, en limitadas situaciones como es ciertas manifestaciones de sulfuro de hidrógeno, puede ser aconsejable bombear el fluido dentro de la formación a preferir que sea circulado a la superficie en el caso de que una apropiada planeación del pozo no haya sido ejecutada.

## CAPÍTULO 4.

### *“MÉTODO DINÁMICO PARA EL CONTROL DE POZOS.”*

El método dinámico es una técnica en la cual se mata al pozo mediante un fluido que no es lo suficientemente pesado como para matar al pozo estáticamente. El principal objetivo de las técnicas para los cálculos del método dinámico es determinar el mínimo gasto de inyección de fluido necesario para detener el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo.

Hay dos opciones disponibles para la inyección del fluido para matar el pozo. El fluido para matar puede ser introducido por la superficie directamente en el pozo descontrolado, pero cuando esto no se puede llevar a cabo, una segunda opción es perforar direccionalmente un pozo de alivio e inyectar el fluido dentro de la formación cerrando el pozo reventado.

Cualquiera que sea la opción, una predicción exacta del gasto de control es una parte clave en la planeación y preparación en un intento por matar al pozo.

El método dinámico para matar al pozo describe la técnica para la terminación de un reventón utilizando la presión de fricción del flujo para suplementar la presión hidrostática del fluido para matar el pozo que esta siendo inyectado a través del pozo. Por lo tanto, un fluido ligero para matar el pozo como agua puede ser utilizado.

El objetivo es permitir que el reventón sea matado sin romper la formación de manera que la máxima cantidad de fluido pueda ser circulado a través del pozo. Esto permite un óptimo control durante las operaciones para matar al pozo.

Cuando el pozo esta dinámicamente muerto, el fluido inicial para matar el pozo, el cual será muy ligero para mantener el pozo en condiciones estáticas, es remplazado con un lodo pesado. De hecho, tres densidades de lodo pueden ser requeridas para permitir el control durante la transición desde la densidad ligera inicial del lodo para matar al pozo hasta la densidad pesada final del lodo para matar.

### **MÉTODO DINÁMICO PARA MATAR A UN POZO.**

El matar un pozo dinámicamente es una condición provisional donde el reventón es matado por la inyección de un fluido a través del espacio anular del pozo descontrolado a un ritmo con el cual la presión estática de la formación es superada y el pozo deja de producir.

El flujo es multifásico (producido por el fluido de la formación mas el fluido inyectado) antes de que el pozo sea matado y de una sola fase (el fluido inyectado solamente) inmediatamente después de que el pozo es matado.

El ritmo de flujo debe ser mantenido de manera que la suma de la presión friccional y la presión hidrostática excedan a la presión estática de formación hasta que un lodo estático pesado para matar el pozo pueda remplazar al fluido dinámico ligero para matar al pozo.

El ritmo de inyección puede ser variado para el control de la presión de fondo mediante el ajuste del componente de la presión friccional del mismo modo la contrapresión es controlada mediante el ajuste del estrangulador cuando se esta circulando convencionalmente la manifestación fuera del pozo. La aproximación básica para matar al pozo dinámicamente usa métodos desarrollados en el análisis del comportamiento de producción del pozo.

La Fig. 4.1 describe un sistema dinámico para matar a un pozo y controlar el reventón. El lado izquierdo del sistema en forma de U representa a un pozo de alivio que en algunas ocasiones debe ser usado y el lado derecho es el pozo descontrolado. Un enlace de comunicación producido por un ácido que hizo un agujero o por una fractura conecta a los dos pozos.

La tubería es corrida por el pozo y llenada con agua para monitorear la presión, entonces el fluido para matar es inyectado hacia abajo por el espacio anular del pozo de alivio y continuara hacia arriba por el espacio anular del pozo descontrolado con los fluidos producidos de la formación.

El objetivo para matar al pozo es lograr que la presión dinámica de fondo (BHP) sea mayor que la presión estática de la formación pero que no fracture a la formación, el control y monitoreo de la BHP es la base para que se pueda matar al pozo dinámicamente con éxito.

En el sistema pozo de alivio / pozo descontrolado como se muestra en la Fig.4.1, la BHP es causada por la presión hidrostática ejercida por la columna de agua mas la presión friccional en el espacio anular del pozo descontrolado.

La BHP es controlada por la alteración del ritmo de flujo dentro del espacio anular del pozo para ajustar la presión friccional, puesto que no hay control (o estrangulador) en el pozo descontrolado en las operaciones de control de manifestaciones.

La BHP es entonces monitoreada por la observación de la presión en superficie en la tubería en el pozo.

La válvula de alivio en la Fig. 4.1 describe la presión de fractura de la formación. Si la formación es fracturada, no todo el fluido inyectado dentro del pozo fluiría hacia arriba por el espacio anular del pozo descontrolado.

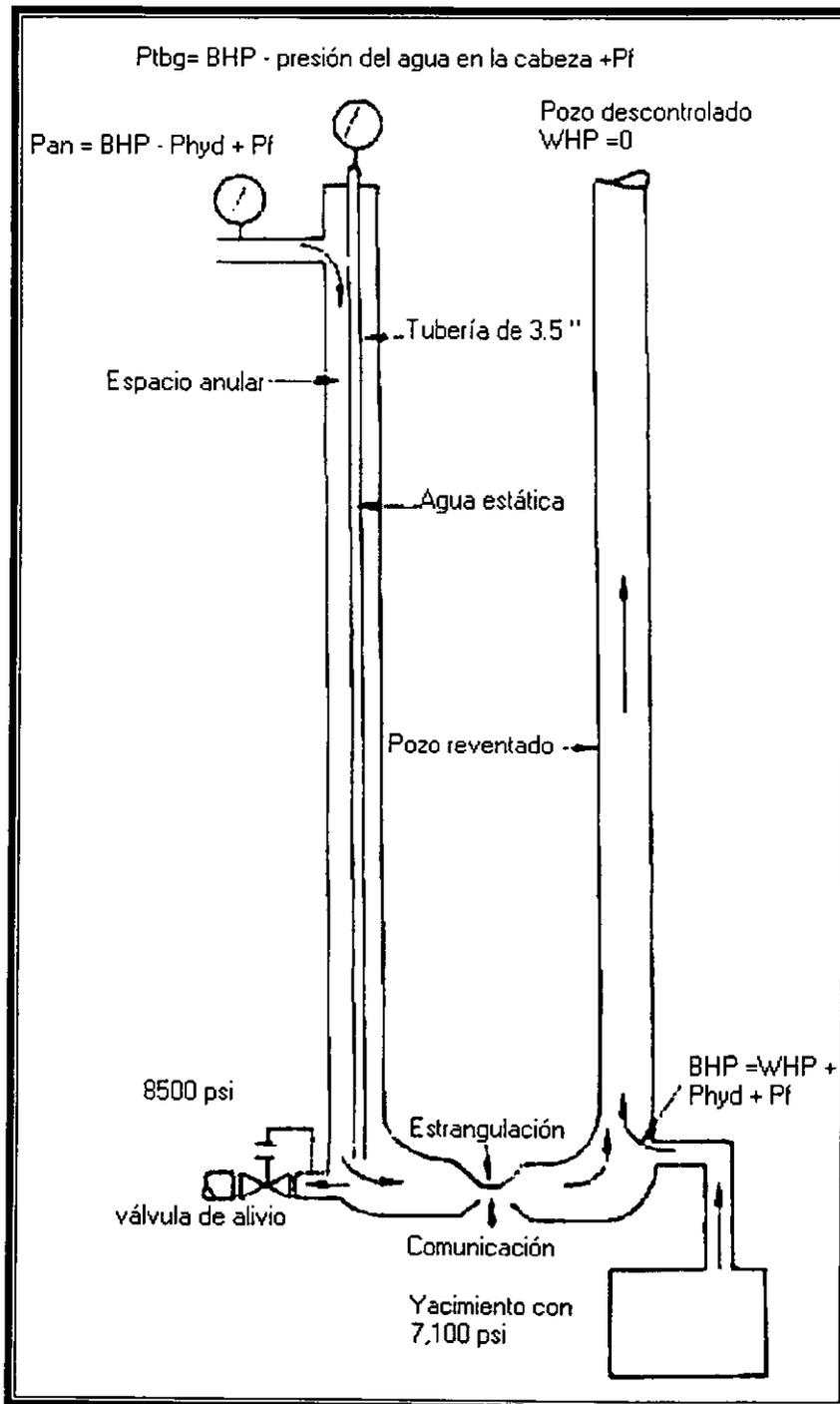


Fig. 4.1 En un sistema pozo de alivio/ pozo descontrolado con el método dinámico, el fluido es inyectado hacia abajo por el espacio anular del pozo de alivio (el de la izquierda), a través de una liga de comunicación y hacia arriba a través del espacio anular del pozo descontrolado.<sup>3</sup>

La Fig. 4.2 ilustra un pozo que puede ser controlado con un lodo de 14.5 lb/gal (equivalente en gradiente de formación estática = 14.2 lb/gal) o puede ser dinámicamente controlado con la circulación de agua como en la Fig. 4.1 con un ritmo que provea una caída de presión friccional suficiente para complementar la diferencia entre 8.33 lb/gal y 14.5 lb/gal. Como se muestra en el área sombreada, el flujo friccional es usado para suplementar la densidad estática del fluido para matar para proveer una BHP en exceso mayor que la presión estática de la formación. La presión en la tubería es la caída de presión friccional a través del sistema de comunicación y hacia arriba por el espacio anular del pozo descontrolado si el pozo esta muerto (una fase). Si la circulación es momentáneamente detenida mientras el pozo aun esta fluyendo, la presión de tubería refleja la BHP del pozo descontrolado.

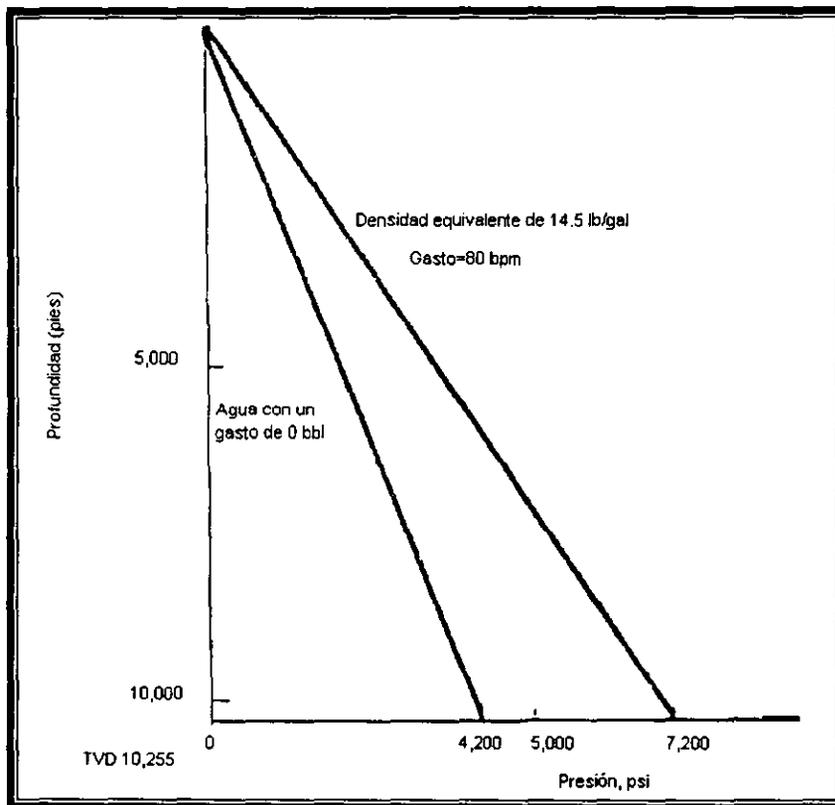


Fig. 4.2 La Gráfica de la presión del pozo contra profundidad muestra que el agua circulada a 80 bpm suplementa a la presión hidrostática lo suficiente con la presión friccional.<sup>3</sup>

El procedimiento para matar al pozo puede ser controlado precisamente por la observación de la presión de la tubería, por lo tanto el ritmo del fluido inicial para matar el pozo puede ser incrementado hasta que la presión estática de la formación es rebasada. El pozo está dinámicamente muerto en este punto.

La inyección del fluido intermedio puede ser entonces comenzada y el ritmo reducido después de que el fluido intermedio entra al pozo descontrolado para mantener la BHP por debajo de la presión de fractura pero por encima de la presión estática de formación.

## FLUIDO DINÁMICO INICIAL PARA MATAR AL POZO.

El propósito del fluido dinámico inicial es matar al pozo excediendo la capacidad de flujo natural del pozo sin fracturar la formación.

La línea número 2 en la Fig. 4.3 es la IPR del pozo descontrolado. Las curvas número 1 son las curvas de comportamiento del equipo; los números al final de cada curva son los bpm inyectados de líquido.

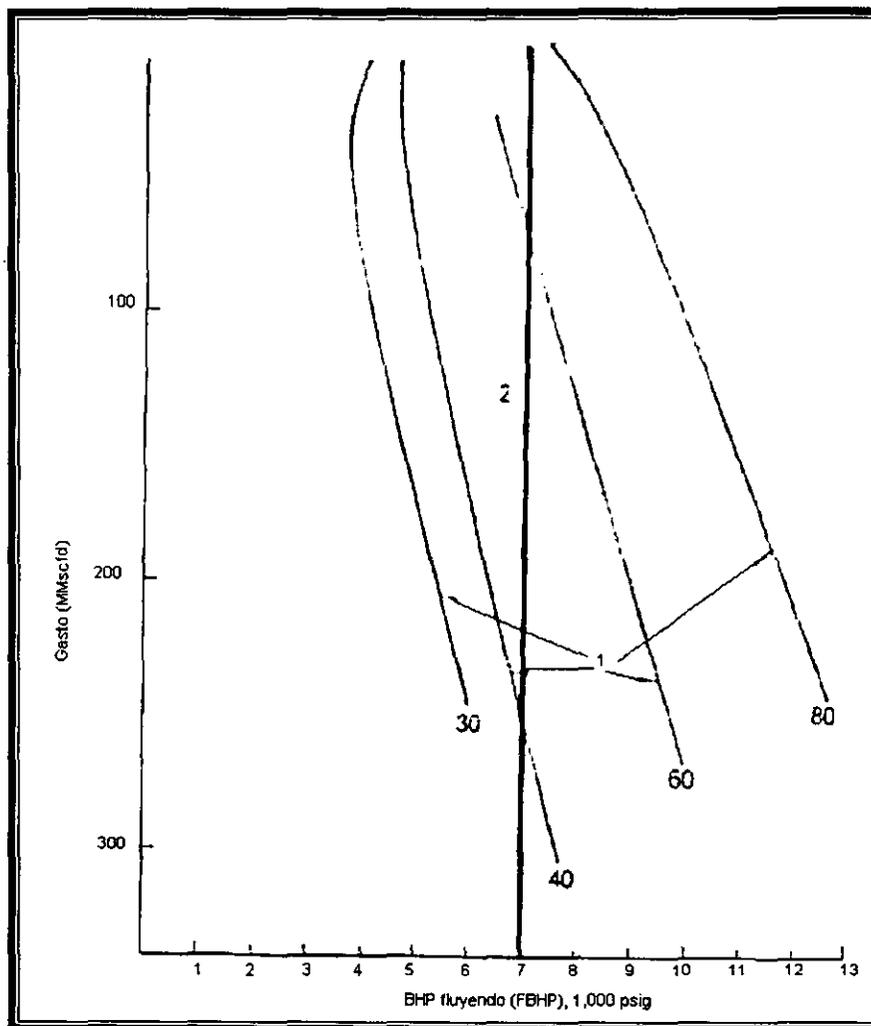


Fig. 4.3 Curvas del comportamiento del equipo (1) a varios gasto de inyección graficados en contraste con la IPR.<sup>3</sup>

La capacidad del pozo es determinada por la intersección de la curva de comportamiento del equipo con la IPR. Por ejemplo, el pozo producirá cerca de 259 MMscfd cuando 40 bpm estén siendo inyectados. Cuando la curva de comportamiento del equipo ya no cruza la curva de la IPR el pozo estará muerto. En la Fig. 4.3 se muestra que un gasto de inyección de 80 bpm al espacio anular del pozo descontrolado matará al pozo.

## Fluido ideal.

Hay un fluido ideal dinámico inicial para matar a los pozos que tengan la presión estática de formación por encima del gradiente del agua dulce. La densidad del fluido debe ser menor que la densidad equivalente del fluido requerido para balancear la presión estática de formación. El fluido ideal es aquel que mate al pozo en flujo multifásico con aproximadamente el mismo gasto que es requerido para sostener al pozo en un una sola fase. Si el fluido para matar al pozo es muy pesado habrá un incremento abrupto en la presión de fondo cuando el pozo este muerto. Un ejemplo es dado en la Fig. 4.4 y la Fig. 4.5.

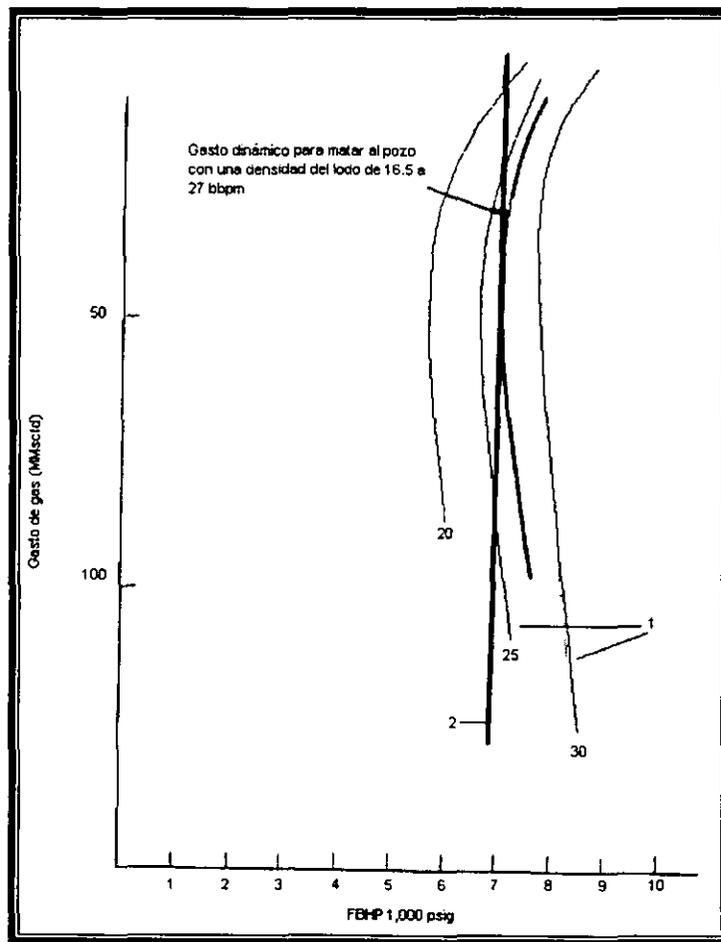


Fig. 4.4 Curvas de comportamiento del equipo para un lodo de 16.5 lb/gal a diferentes gastos de inyección indica que un gasto de 27 bpm es suficiente para matar al pozo.<sup>3</sup>

Nótese que en la Fig. 4.4 una densidad de 16.5 lb/gal mataría al pozo con un gasto de inyección de 27 bpm. Sin embargo, la presión incrementaría de una presión estática de 7,100 psig durante el tiempo en que se mata al pozo a una de 10,500 psig cuando una fase simple es estabilizada (Fig. 4.5). Esto pasaría rápidamente conforme el gas es removido del pozo y el incremento en la presión probablemente fracturaría la formación y posiblemente expulsaría la sarta de perforación del pozo.

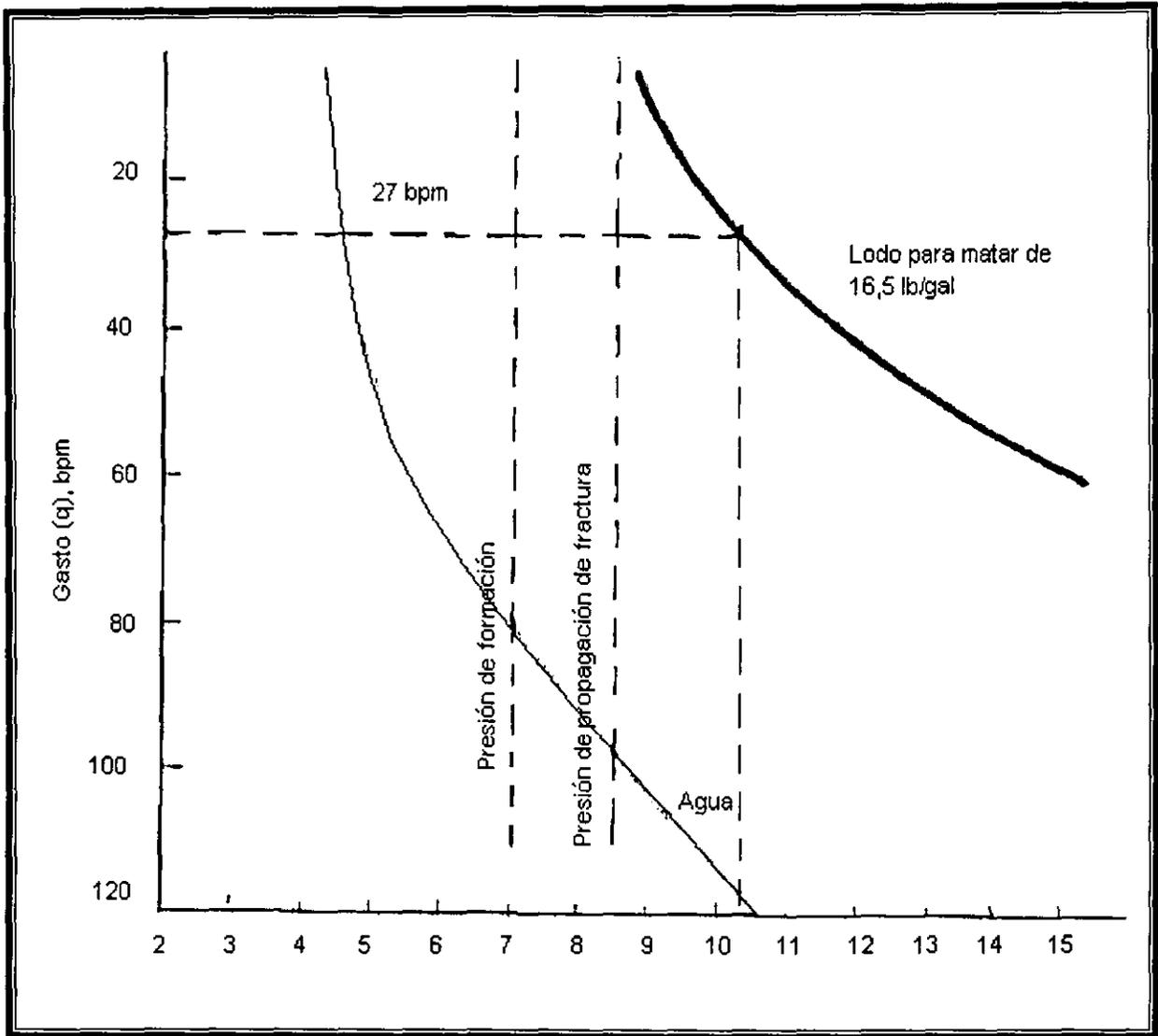


Fig. 4.5 Comportamiento de las curvas para una fase para un lodo de 16.5 lb/gal y agua para controlar la presión de formación.<sup>3</sup>

Como se mencionó, un buen fluido dinámico para matar al pozo debe tener la propiedad de que el gasto necesario en una sola fase para mantener a la formación muerta sea aproximadamente el mismo que el gasto multifásico para mantener dinámicamente a la formación muerta. En la Fig. 4.5 el agua muestra esta habilidad. En la Fig. 4.5, un gasto de 85 bpm de agua en un flujo de una sola fase ejercería una BHP de 7,100 psi.

**PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL GASTO DE CONTROL DEL POZO.**

A continuación es presentado un procedimiento donde se explica el procedimiento empleado para determinar el gasto de control para matar al pozo.<sup>6</sup>

1. Se requiere determinar previamente la capacidad del pozo (gasto) la cual es determinada por la intersección de la curva de comportamiento del equipo con la IPR del pozo.
2. A continuación se calculan las propiedades del fluido de la formación, en caso de ser gas se requiere calcular el factor de compresibilidad del gas ( $z$ ), el factor de volumen del gas ( $B_g$ ), y la densidad del gas ( $\rho_g$ ).
3. Se calcula el factor de fricción.
4. Una vez teniendo los valores anteriores se inicia un ciclo iterativo para determinar el valor del gasto de control, suponiendo un valor inicial.
5. Se calcula el valor del colgamiento sin resbalamiento para flujo multifásico en tuberías verticales.
6. Se calcula la velocidad de la mezcla.
7. Se calcula la densidad de la mezcla.
8. Se calcula el gradiente de presión, el cual puede ser mediante cualquier método para flujo multifásico en tuberías verticales.
9. Se calcula la presión a la profundidad deseada y se compara con la del yacimiento, si este gasto supuesto fue suficiente para que la presión ejercida por el fluido de control sea igual o ligeramente mayor que la presión de fondo del yacimiento es el gasto buscado, si no se supone otro valor y se repite el procedimiento del paso 4 al 9.

El método dinámico ofrece la ventaja de poder utilizar un fluido ligero para el control del pozo y evitar fracturar la formación, en el caso de las operaciones marinas el fluido empleado generalmente será agua de mar por la disponibilidad que presenta este fluido.

En este capítulo se anexa un programa para el cálculo del gasto de control para pozos de gas siguiendo el procedimiento anterior. El método que se utiliza para determinar el gradiente de presión es el método de Orkiszewski.<sup>4</sup> La ventaja que presenta este programa es su facilidad de uso y que requiere de pocos datos para el cálculo del gasto de control.

#### **PROGRAMA PARA CALCULAR EL GASTO DE CONTROL.**

Este programa calcula el gasto de control requerido para matar un pozo de gas, considerando un flujo multifásico con régimen tipo burbuja, el gradiente de presión se calcula mediante el método de Orkiszewski.

A continuación se presenta un ejemplo de una corrida del programa:



Fig.4.6 Forma de bienvenida.

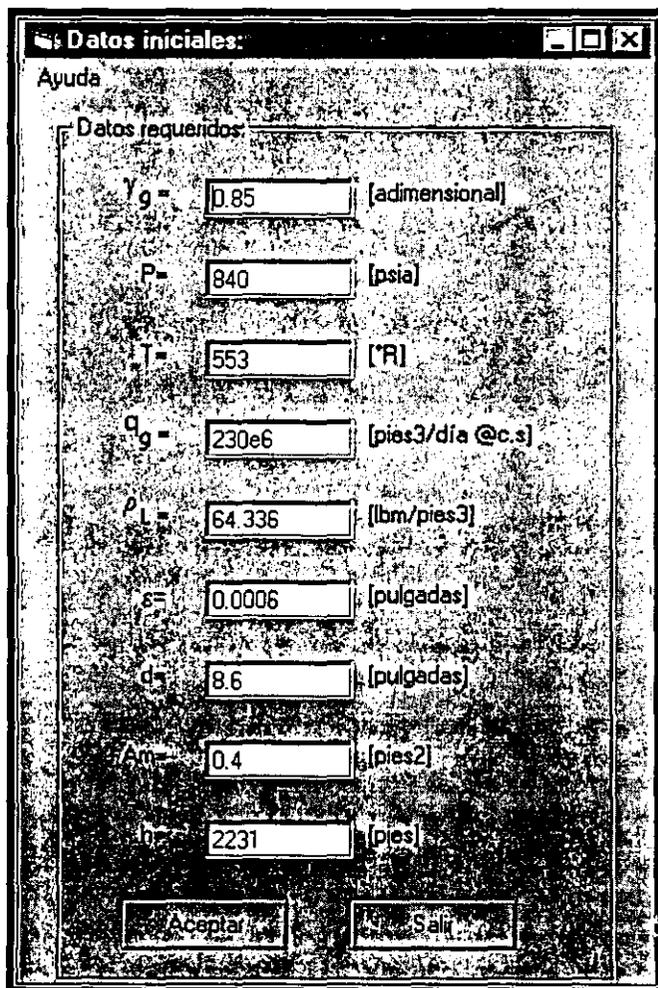


Fig.4.7 Forma de datos iniciales.

En la Fig. 4.7 se presenta la forma de datos iniciales en donde se deben introducir los datos requeridos en cada casilla, en las unidades especificadas en frente de cada una.

The screenshot shows a window titled "Datos calculados" with the following data:

Variable	Value	Unit
$z =$	809468381707738	[adimensional]
$B_g =$	.015054425507302	[pies <sup>3</sup> /pies <sup>3</sup> ]
$\rho_g =$	4.30662398698329	[lbm/pies <sup>3</sup> ]
$f =$	2.80516906441263E-02	[adimensional]

At the bottom of the window are two buttons: "<<Regresar" and "Aceptar>>".

Fig. 4.8 Forma de datos calculados.

La Fig. 4.8 es la forma de datos calculados en la cual se presentan una serie de datos que obtuvo el programa los cuales son necesarios para al calculo del gasto de control del pozo.

The screenshot shows a window titled "Gasto" with the following data:

Variable	Value	Unit
$q_L =$	21	[bbl/min]

At the bottom of the window are two buttons: "<<Regresar" and "Salir".

Fig. 4.9 Forma de resultado.

Esta forma presenta el resultado final, del gasto de control necesario para matar al pozo.

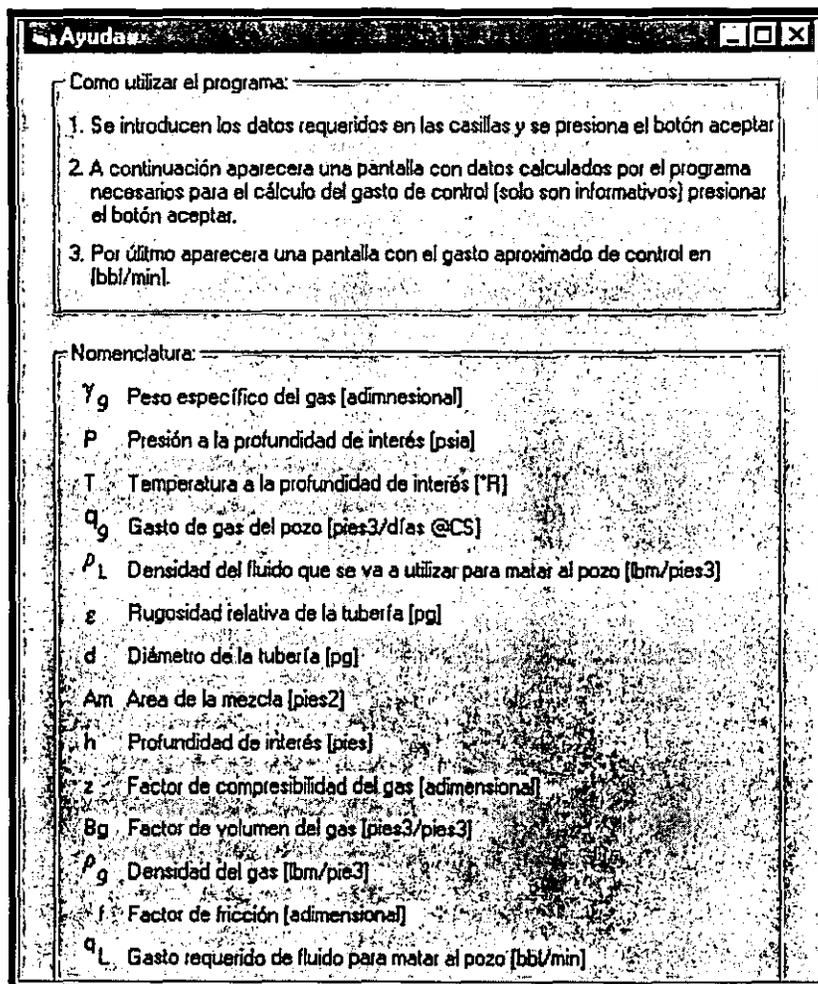


Fig. 4.10 Forma de ayuda del programa.

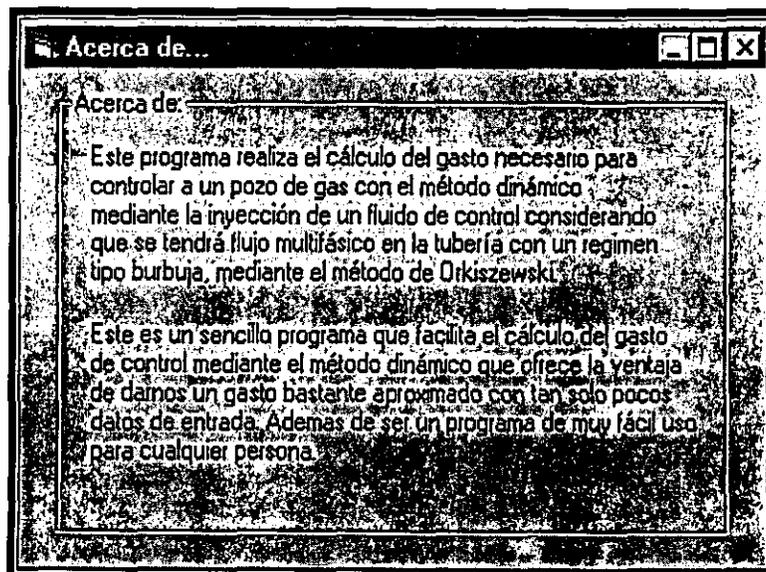


Fig. 4.11 Forma muestra una pequeña introducción del programa.

---

**PROCEDIMIENTO PARA MATAR AL POZO.**

1. Inyectar el fluido inicial para matar al pozo con el gasto de control determinado previamente.
2. Una vez que se ha logrado matar al pozo dinámicamente, comenzar la conversión del fluido inicial para matar al fluido intermedio para el control del pozo. Inyectar con el gasto de control con el cual se inyectó el fluido inicial hasta que el lodo intermedio pase la zapata.
3. Reducir el ritmo de bombeo hasta un punto que sea suficiente para mantener al pozo por debajo de la presión de fractura de la formación. El ritmo no deberá ser reducido a tal grado que la BHP del pozo descontrolado caiga por debajo de la presión estática de la formación.
4. Una vez que el pozo descontrolado está lleno con el fluido intermedio comenzar la inyección del lodo pesado final. Inyectar con el ritmo de bombeo utilizado para el lodo intermedio hasta que el lodo final llegue al fondo del pozo descontrolado.
5. Reducir el gasto requerido para mantener la BHP debajo de la presión de fractura de la formación y por encima de la presión estática de la formación.
6. Una vez que el pozo descontrolado está lleno con el lodo final, continuar la inyección a un bajo ritmo por unas cuantas horas mientras se observa al pozo.

**EJEMPLO REAL DE APLICACIÓN DEL MÉTODO DINÁMICO.<sup>6</sup>****CONTROL DEL POZO CANTARELL 69-I, UTILIZANDO EL MÉTODO DINÁMICO .**

El desarrollo del campo Cantarell, requiere la perforación de 9 pozos en la cima del yacimiento para la inyección de 1200 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) de nitrógeno que permitirá mantener la presión del casquete de gas y de esta manera maximizar la recuperación de hidrocarburos. Durante la perforación de la zona del casquete de gas en el pozo Cantarell 69-I, se presentó un brote de gas que derivó en un descontrol y posteriormente un incendio de gran magnitud ocasionando daños al equipo de perforación.

Por las condiciones de flujo del pozo, no era posible realizar el control por el interior del aparejo de producción por lo que se analizaron básicamente dos alternativas para la solución del problema: el control por momentum y el control dinámico.

La secuencia operativa para controlar la contingencia en el menor tiempo posible, consistió en conectarse al cabezal de 20 x 13 5/8 pg. con líneas de 2 pg. hasta un barco cementador e iniciar a bombear agua de mar, requiriéndose únicamente 11 horas para controlar el pozo a partir de la manifestación del brote de gas.

El éxito consistió en alcanzar una presión fluyendo de mayor magnitud que la del yacimiento a la profundidad del tie-back (680 m.) generada por las pérdidas por fricción y la columna de flujo multifásico (gas y agua de mar), dentro del aparejo de inyección.

Con el fin de cumplir en tiempo con los requerimientos del proyecto, la estrategia de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos consistió en perforar 5 pozos con sistema Mud-Line Suspension, dejando pendiente de perforar la última etapa y abandonándolos temporalmente para permitir la instalación de la estructura tipo octápodo.

Una vez instalada la estructura y el equipo de perforación, se procedió a recuperar el primer pozo, siendo éste el Cantarell Inyector 69 (69-I). Este proceso consistió en recuperar los tapones de corrosión, extender los tie-back del mud line suspension a superficie e instalar los cabezales correspondientes. Posteriormente, instalar el conjunto de BOP's (incluyendo preventor rotatorio) y perforar la última etapa con barrena 8 3/8 pg., dejando el pozo aproximadamente 50 metros dentro de la formación Brecha Paleoceno-Cretácico Superior (BP-KS) en agujero descubierto, finalizando aquí el proceso de la perforación. Por las condiciones de esta formación, la cual es altamente fracturada, esta etapa se perfora con pérdida total de circulación bombeando agua de mar y baches de lodo.

La terminación del pozo se inició con la introducción del aparejo de inyección de nitrógeno de 9 5/8 pg. equipado con tie-back y sellos bullet, bombeando continuamente agua de mar por espacio anular y por el interior de la tubería. Una vez introducido el tie-back en la C-2, a la profundidad de 703.80 metros, se probó la hermeticidad del espacio anular satisfactoriamente. Posteriormente, se procedió a levantar el aparejo para instalar la válvula de control sub-superficial de 9 5/8 pg., utilizando bombeo continuo de agua de mar por espacio anular con un gasto de 440 gpm; al levantar el tercer tramo de tubería se observó un fuerte flujo de agua y gas motivado por la suspensión del bombeo de agua al interior del pozo por una falla en la bomba de lodos. Se procedió a cerrar el preventor esférico, el preventor anular de 9 5/8 pg. y el ariete ciego del preventor doble. Se efectuó movimiento en el stand pipe para bombear con las dos bombas, sin responder; a las 6:00 horas del día 22 de enero del 2000 el pozo se incendió, procediéndose a evacuar la plataforma. A las 6:30 horas del mismo día arribaron al lugar de los hechos 5 barcos contra incendio y procedieron a tender cortinas de agua para evitar la propagación del fuego a toda la estructura. La figura 4.12 muestra el estado mecánico y las condiciones previas al descontrol del pozo Cantarell 69-I.

### **Programa de trabajo.**

A bordo del barco Boa Canopus, se llevó a cabo el programa de intervención analizando las conexiones superficiales del pozo, definiendo la secuencia operativa que se enlista a continuación:

- a) Utilizando líneas chicksan de 2 pg., conectarse a válvula del carrete cabezal de 20 x 13 5/8 pg.
- b) Tender líneas de 2 pg. al barco Cape Hawk y probar con 3000 psi.

- c) Analizar métodos de control de brotes y efectuar cálculos correspondientes.
- d) Bombear fluido de control.

**Análisis de control.**

Un grupo de trabajo se dio a la tarea de analizar la forma de controlar el pozo considerando que era imposible bombear por el interior del aparejo, desarrollando los siguientes cálculos.

**Determinación del Gasto de Gas.**

Se utilizó la ecuación de Forchheimer para flujo radial de gas en un medio poroso, la cual es dada por:

$$P_y^2 - P_{wf} = \frac{1.422\mu_g z_y T_y}{kh} \left[ \ln \left( 0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) \right] q_g + \frac{3.16 \times 10^{-18} \beta \gamma_g z_y T_y}{h^2} \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) q_g^2 \dots \text{Ec.4.1}$$

El parámetro de turbulencia para permeabilidades menores a 5,000 milidarcies, esta dado por:

$$\beta = \frac{3.55 \times 10^{10}}{k^{1.35}} \dots \text{Ec.4.2}$$

Debido a que la ecuación 4.1 presenta dos incógnitas, que son la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) y el flujo de gas ( $q_g$ ), fue necesario utilizar la ecuación de Cullender &c Smith para resolverlas simultáneamente y obtener el gasto de gas en el sistema.

$$\frac{1000\gamma_g L}{53.356} = \int_{p_2}^{p_1} \frac{\frac{p_n}{T_n z_n}}{\frac{0.667 f q_g^2}{d^5} + \frac{1}{1000} \frac{H}{L} \left( \frac{p_n}{T_n z_n} \right)^2} dp \dots \text{Ec.4.3}$$

La figura 4.13 muestra el IPR del yacimiento obtenido al resolver la ecuación 4.1 a diferentes gastos, así como la capacidad de flujo de gas en el pozo, calculado con la ecuación 4.3. Como se puede apreciar, el gasto de gas en el sistema está dado por la intersección de las dos curvas, el cual es de aproximadamente 230 MMPCD.

Una vez determinado el flujo de gas, se calculó el perfil de presión con el gasto obtenido previamente y con la ecuación 4.3

Después de calculados el flujo de gas y el perfil de presiones se consideraron dos métodos para la solución del problema:

- Control por Momentum.
- Control Dinámico.

### Cálculo del control por momentum.

La técnica de control por momentum considera que la fuerza (momentum) generada por el fluido de control inyectado en superficie, debe ser mayor que el momentum de los fluidos de la formación a la profundidad de colisión para detener el flujo de éstos hacia la superficie.

Debido a las condiciones presentadas en el pozo Cantarell 69-1 durante su descontrol, esta técnica pudo haber sido una opción para darle solución al problema. El éxito consistía en generar un momentum de mayor magnitud que el momentum del gas a la profundidad del tie-back (680 m).

El objetivo del procedimiento se enfocó principalmente en calcular el momentum del gas a la profundidad del tie-back (profundidad de colisión) y en encontrar la velocidad (gasto) adecuada del fluido de control para generar una fuerza de mayor magnitud que la del gas.

Para calcular el momentum del gas en el pozo se utilizó la siguiente ecuación:

$$M_g = 0.0115 \frac{\rho_g^2 q_g^2 z_n T_n}{\gamma_g P_n A_g} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.4}$$

Por otro lado, el momentum del fluido de control puede ser calculado con la siguiente expresión:

$$M_L = \frac{\rho_L q_L^2}{A_L g_c} \dots \dots \dots \text{Ec.4.5}$$

El momentum del gas y del fluido de control para el pozo en análisis son presentados gráficamente en la figura 4.14.

Como se puede observar, el gasto de agua de mar que se requiere para controlar el flujo de gas utilizando el concepto de momentum es de aproximadamente 68 bl/min. Este alto gasto se debe a que el área de flujo entre la tubería de 13 3/8 pg. y el aparejo de inyección de 9 5/8 pg. es demasiado grande (48.3 pulgadas cuadradas) para alcanzar la velocidad necesaria a gastos menores e igualar el momentum del fluido de control con el del gas, por lo tanto, en la técnica de control por momentum, la velocidad del fluido de control es primordial para alcanzar el momentum necesario para el control del pozo.

### Cálculo por el método de control dinámico.

Para el análisis del control dinámico del pozo Cantarell 69-1, se consideraron dos casos completamente extremos durante su control:

## Caso 1:

En el caso 1, se consideró que todo el fluido de control inyectado desde la superficie por el espacio anular se dirigía hacia la parte inferior del pozo (Fig. 4.15). Para este escenario, el pozo estaría prácticamente controlado, puesto que tan solo la presión hidrostática del fluido de control (agua de mar), generada por una longitud equivalente a la del aparejo de inyección sería suficiente para detener el flujo de gas, ya que esta presión sería mayor a la del yacimiento.

$$p = 0.052 * 8.6(\text{lb / gal}) * 2231(\text{pies}) = 998 \text{ psi}$$

Como podemos ver, la presión hidrostática que genera una columna de agua de mar de 680 m. (sin considerar la que se acumularía debajo del aparejo de inyección) es mayor a la presión de formación. Por lo tanto, bajo estas circunstancias, el pozo estaría completamente controlado después de llenar el espacio anular y continuar el bombeo de fluido de control a cualquier gasto.

## Caso 2:

En el otro caso extremo, se consideró que absolutamente todo el fluido de control inyectado sería expulsado a la superficie por el flujo de gas (Fig. 4.16). Para este escenario, el pozo tenía que ser controlado, utilizando las pérdidas de presión por fricción y la carga hidrostática de la columna de la mezcla (gas y agua de mar) generadas en el aparejo de inyección, en otras palabras, la técnica de control dinámico tendría que ser aplicada para alcanzar una presión a la profundidad del tie-back (680 m), similar a la del yacimiento y detener el flujo de gas.

Es importante resaltar que cualquier situación entre los dos casos previamente mencionados, sería mejor ó de mayor beneficio a la del caso 2, ya que si una mínima parte del fluido de control se estuviera acumulando por debajo del aparejo, esto favorecería el incremento de la fracción de líquido entre el punto de inyección y el fondo del pozo y por tanto a la generación paulatina de columna hidrostática, lo cual ayudaría al control del pozo.

Considerando que todo el fluido de control fuera arrojado a la superficie por el flujo de gas (caso crítico 2), se procedió a calcular el mínimo gasto de inyección para el control del pozo. El procedimiento consistió en encontrar una presión generada por el flujo de gas y de fluido de control (debido a fricción y carga hidrostática) a diferentes gastos, hasta alcanzar un valor igual o mayor a la presión del yacimiento en la profundidad de interés (680 m).

Los resultados se presentan en la Tabla 4.1 y en la figura 4.17. Puede observarse que el mínimo gasto teórico requerido para el control del pozo Cantarell 69-I se encuentra entre 16 y 20 bl/min.

Basándose en los resultados obtenidos, se decidió controlar el pozo utilizando un gasto del orden de 18 bl/min, manteniendo una presión máxima de 2000 psi.

Una vez definido el gasto de control, el personal técnico subió al piso de producción de la plataforma y procedió a inspeccionar el carrete cabezal de 20 x 13 5/8 pg., encontrándolo en condiciones adecuadas para la operación. Posteriormente, se instalaron líneas de 2 pg. desde la plataforma al barco Cape Hawke y se probaron con una presión de 3000 psi.

El control del pozo se inició bombeando agua de mar con un gasto de 10 bl/min y una presión de 1000 psi incrementando a 12 bl/min y posteriormente a 15 bl/min con el propósito de revisar las conexiones superficiales y verificar que no presentaran fugas, ya que la acción del fuego podría haber dañado los elementos sello de válvulas, arietes, etc.

Posteriormente se incrementó a 18 bl/min, que correspondía al gasto definido para controlar el pozo. Al bombear el volumen correspondiente al espacio anular, es decir, cuando el frente de agua alcanzó el tie-back, se observó una disminución en la intensidad de la flama.

Al completar el doble de la capacidad del espacio anular, el flujo de gas a la superficie dejó de ser continuo, provocando que la llama se prendiera y apagara de manera intermitente y al alcanzar 1,360 barriles acumulados, el pozo dejó de fluir totalmente, extinguiéndose el fuego.

Durante el proceso de control, la presión de bombeo promedio fue del orden de 1600 psi, además cabe mencionar que el volumen acumulado con el que se controló el pozo fue aproximadamente 10 veces la capacidad del espacio anular y 2.85 el volumen total del pozo.

Concluidas las operaciones de control, se procedió a colocar un tapón de sal para aislar el casquete de gas expuesto y se llenó el pozo con agua de mar. Posteriormente, se cambió el paquete de perforación del equipo que resultó dañado por el fuego y se llevaron a cabo exitosamente operaciones para la recuperación del pozo.

### **Discusión de resultados.**

El gasto teórico mínimo requerido para el control del pozo Cantarell 69-I resultó entre 16 y 20 bl/min optándose por manejar un gasto de 18 bl/min. Después de alcanzar el gasto programado, el pozo quedó controlado a los 20 minutos. Esto confirma que prácticamente todo el fluido de control fue expulsado a la superficie por el flujo de gas para gastos menores a 16 bl/min.

Por lo tanto, no existió acumulación de líquido debajo del punto de inyección sino hasta que se alcanzó el gasto de control, mismo que fue generando una presión hidrostática que se incrementó con el tiempo hasta alcanzar un valor mayor que la presión del yacimiento, controlando el pozo. De acuerdo con lo anterior, el análisis para el control del pozo considerando el caso 2 anteriormente explicado, fue correcto.

Cabe aclarar que el modelo de flujo homogéneo (no deslizamiento entre la fase de gas y la fase de líquido) conduce a una sobrepredicción del más probable mínimo gasto de inyección, por esta razón se pensaba que el pozo quedaría controlado con un gasto ligeramente menor al calculado (19.5 bl/min).

Tabla 4.1 Resultados del cálculo de presiones a diferentes gastos.

<b>CONTROL DINÁMICO CANTARELL INYECTOR 69</b>							
Profundidad Desarrollada (m)	Temperatura (Fahrenheit)	Perfil de presión (psia)					
		4 (bbl/min)	8 (bbl/min)	12 (bbl/min)	16 (bbl/min)	20 (bbl/min)	24 (bbl/min)
0	82	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7
50	83	253	300	300	323	347	370
100	84	306	355	355	380	405	429
150	85	350	403	403	430	456	482
200	86	390	447	447	475	503	530
250	86	426	486	486	516	546	574
300	87	460	524	524	555	587	617
350	88	492	559	559	592	625	657
400	89	522	593	593	627	662	695
450	90	551	625	625	661	698	733
500	90	579	656	656	694	732	769
550	91	605	686	686	726	766	804
600	92	631	715	715	757	799	838
650	93	657	744	744	787	831	872
680	93	671	761	761	805	850	892

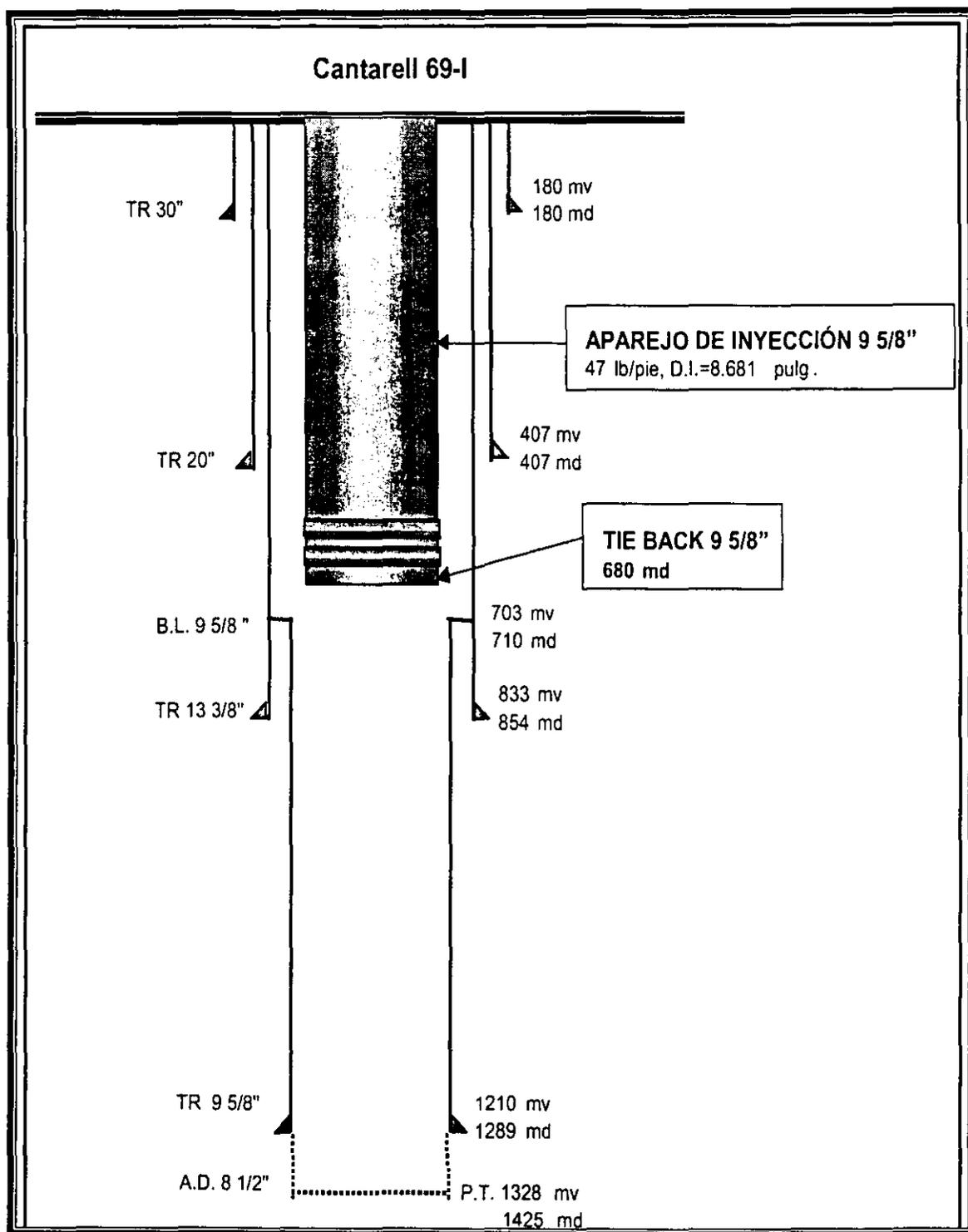


Fig. 4.12 Estado mecánico del pozo Cantarell 69-I.<sup>6</sup>

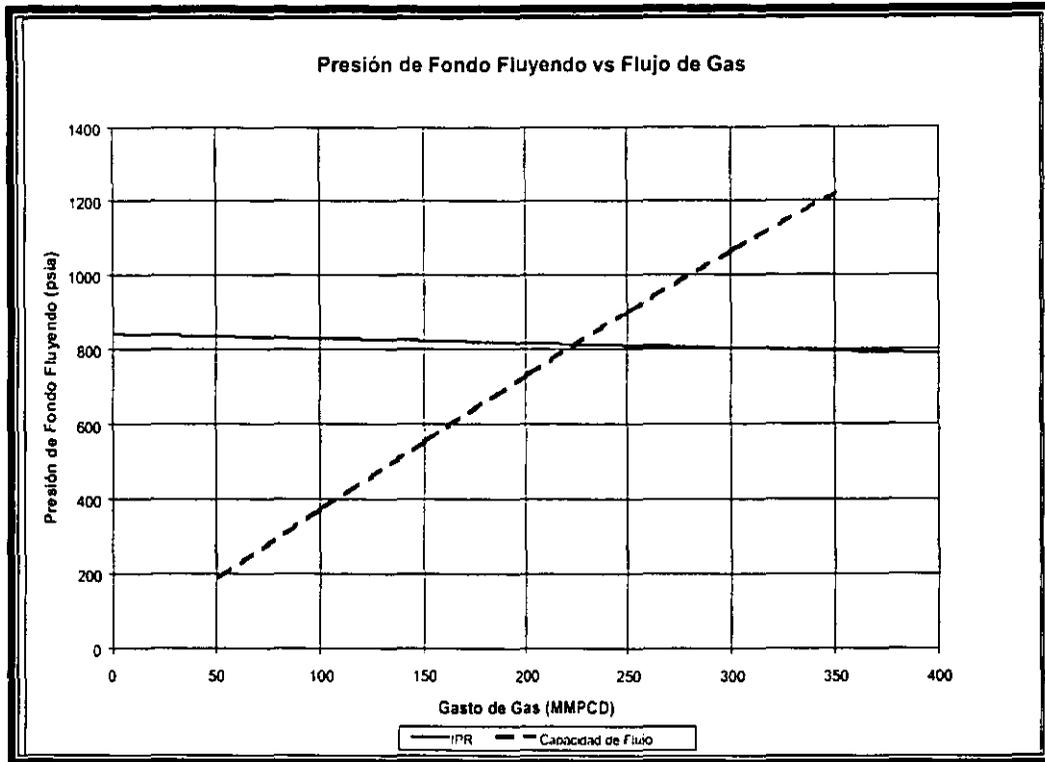


Fig. 4.13 Determinación del gasto de gas.<sup>6</sup>

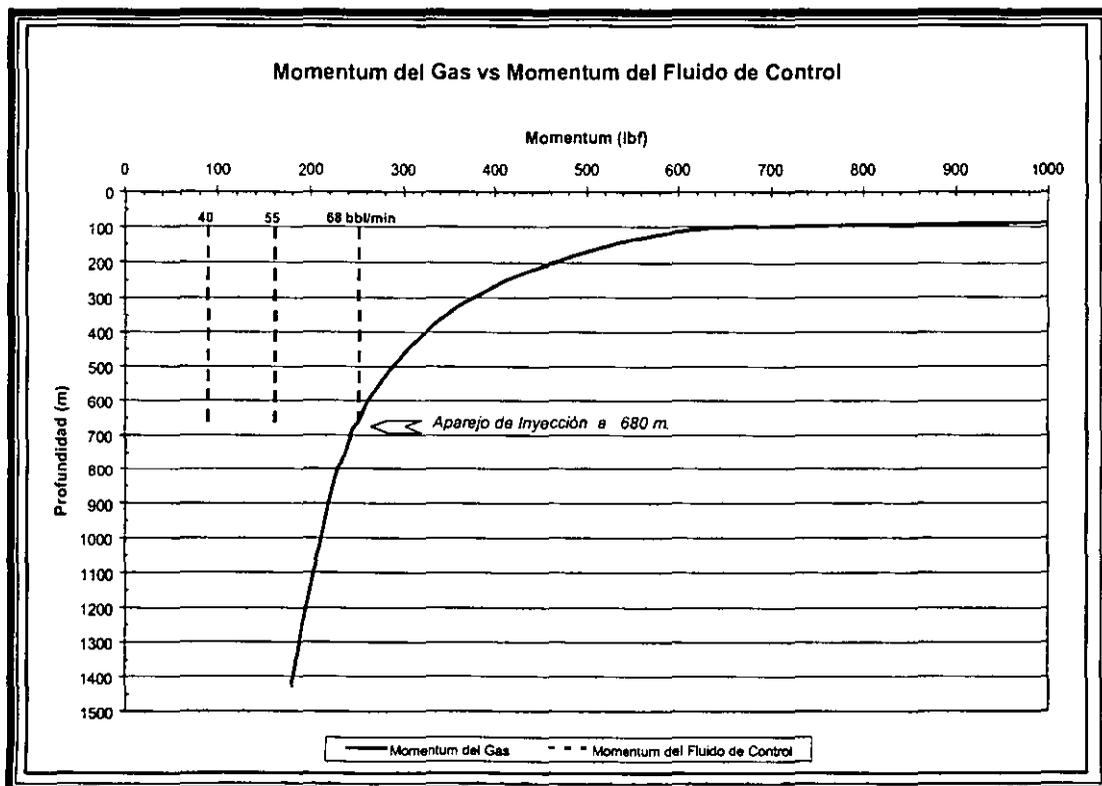


Fig. 4.14 Momentum del gas y fluido de control.<sup>6</sup>

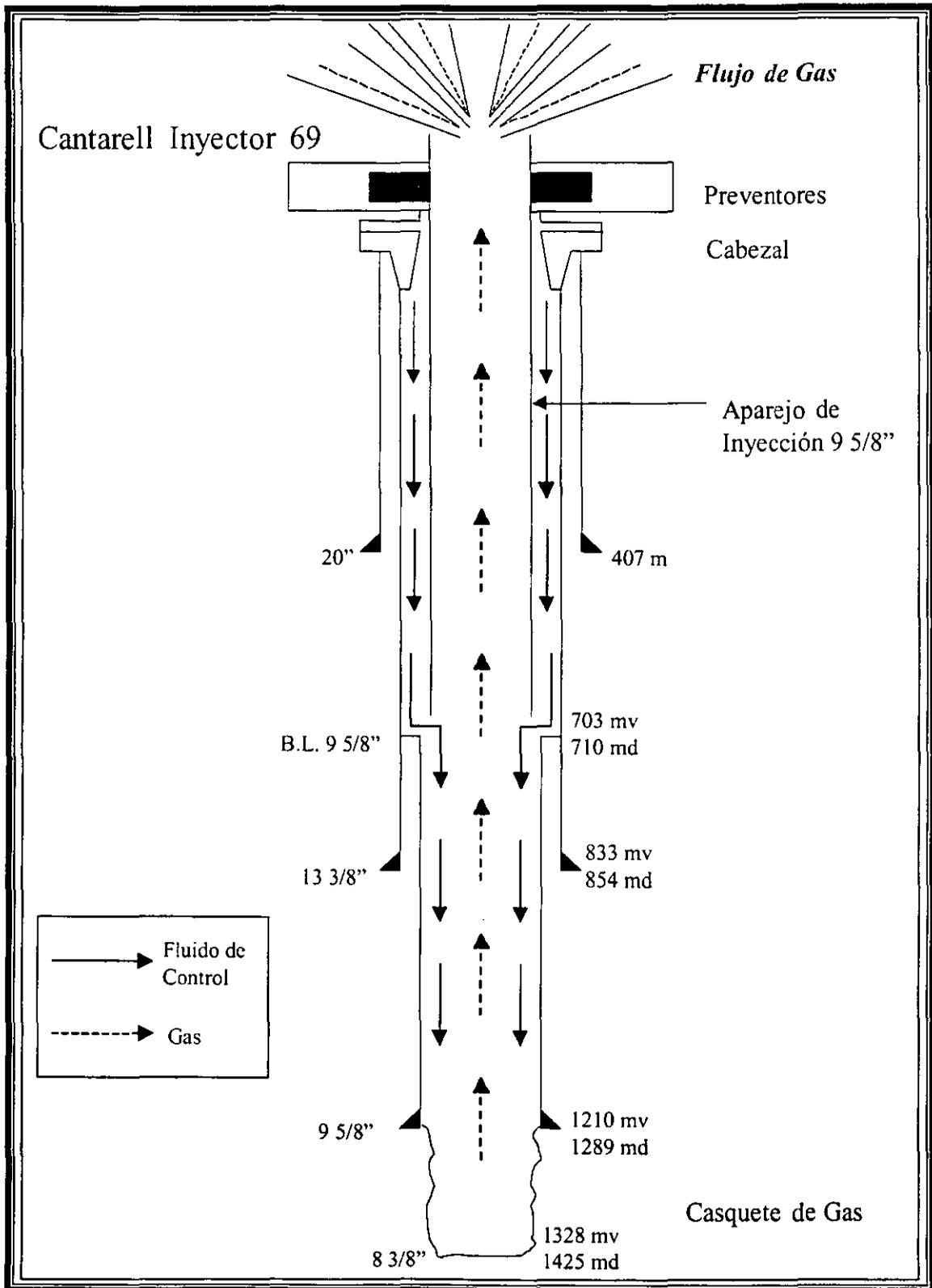


Fig. 4.15 Caso 1. <sup>6</sup>



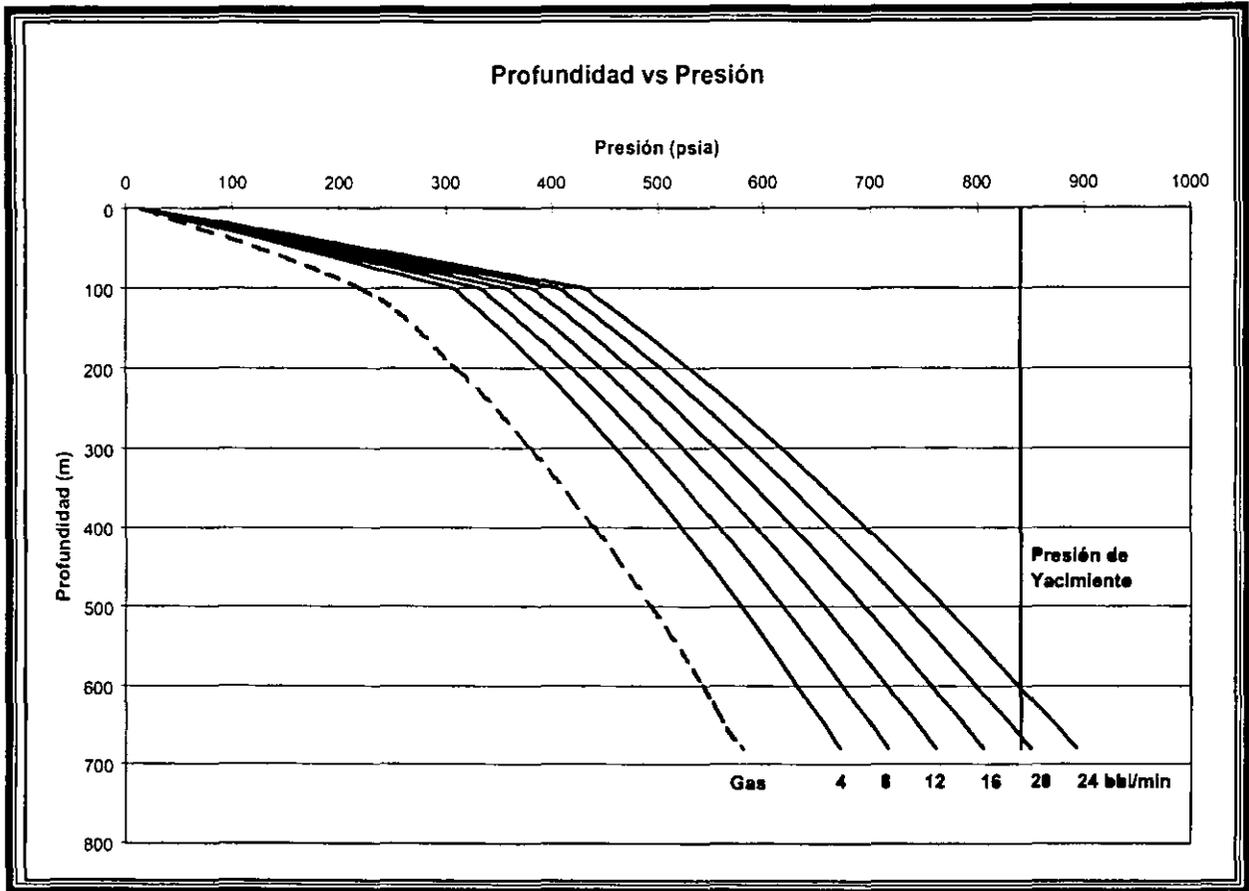


Fig. 4.17 Gasto de control.<sup>6</sup>

El gasto teórico obtenido en este ejemplo fue de 19.5 bbl/min, cabe mencionar que el programa presentado en este capítulo fue corrido con datos muy similares a los de este ejemplo ( Fig. 4.7), de hecho se utilizaron todos los disponibles de este caso y los que faltaban se supusieron. El gasto obtenido por el programa fue de 21 bbl/min el cual esta bastante aproximado al gasto obtenido en el ejemplo real de aplicación a pesar de no tener todos los datos exactos.

## CAPÍTULO 5.

### *"PROBLEMAS ESPECIALES."*

#### **CONTROL DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS.**

Los problemas del control de pozos pueden ocurrir durante la perforación de pozos en aguas profundas, a pesar de que la mecánica del pozo no sea alterada. Los métodos implementados para el control son diferentes debido al equipo que es involucrado en una perforación marina.

La mayoría de los problemas en aguas profundas o zonas marinas pueden agruparse en dos categorías (1) las manifestaciones que ocurren cuando no se tiene la cantidad suficiente de tuberías de revestimiento que permita la implementación de los procedimientos comunes para matar al pozo, y (2) las manifestación que ocurren cuando se tiene la suficiente cantidad de tuberías de revestimiento para permitir el cierre del pozo. Los dos problemas que se encuentran en las dos categorías son la detección de la manifestación y la disminución de los gradientes de fractura.

#### **Detección de la manifestación.**

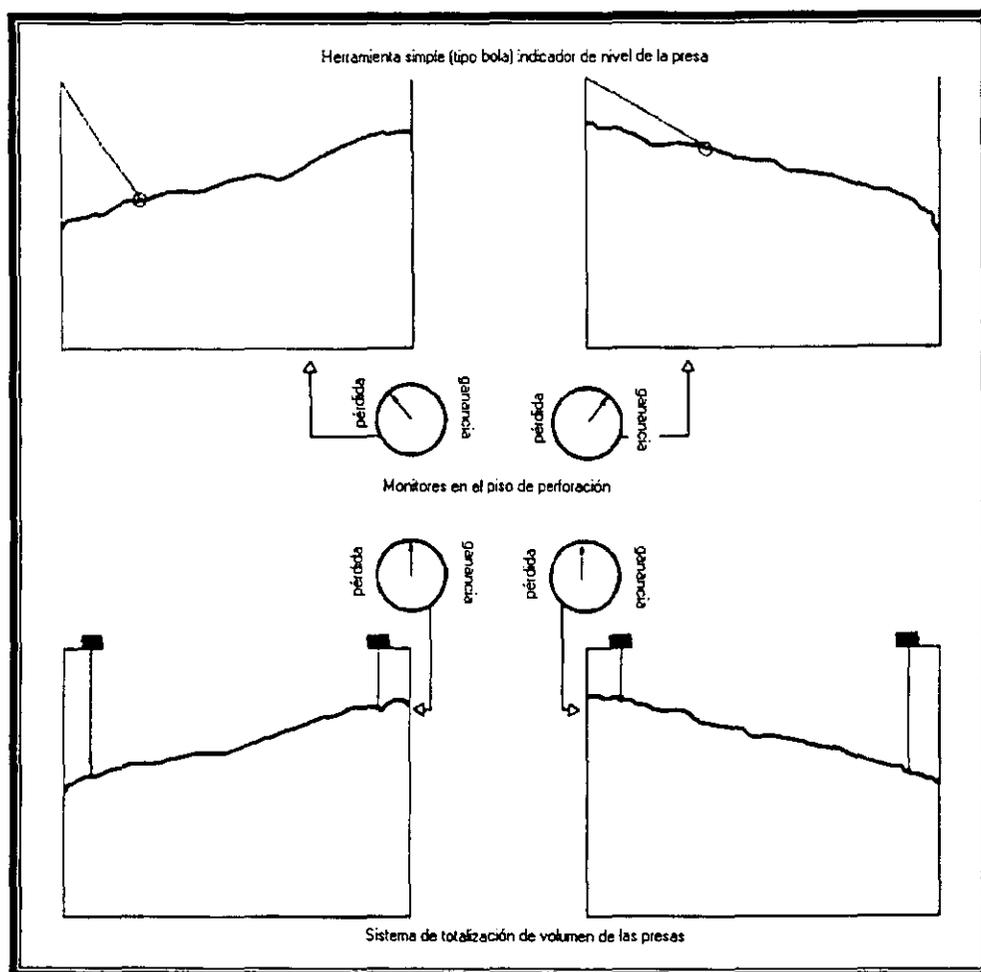
Dos de los signos de advertencia de una manifestación son un incremento en el gasto y un incremento en el volumen de la presa. Estos signos son difíciles de detectar en la perforación marina debido a la naturaleza de los equipos de perforación, generalmente son barcos flotantes y están en continuo movimiento con las olas. Los mismos problemas se presentan para detectar los cambios en el gasto del pozo.

Los equipos que compensan estas fluctuaciones pueden minimizar estos problemas en la detección de manifestaciones. Una herramienta que mide el volumen total en las presas (PVT) detectará y reportará el aumento o pérdida total del volumen en las presas utilizando múltiples controladores. En la Fig. 5.1 se compara un sistema de un solo controlador y un sistema de controladores múltiples, así como la respuesta de cada uno en diferentes condiciones.

#### **Gradientes de fractura.**

En las operaciones del control de pozos es esencial que las formaciones en agujero descubierto tengan la capacidad para permitir que el pozo sea matado sin perder la circulación. Esto implica que el gradiente de fractura de la formación debe ser más grande que el gradiente de la densidad equivalente durante la operación para evitar la fractura de la formación y en consecuencia una manifestación.

El gradiente de fractura en aguas profundas es menos efectivo que en zonas terrestres o en zonas marinas poco profundas. Esta reducción se debe en gran parte al bajo esfuerzo de sobrecarga en el caso de aguas profundas, que es causado por el tirante de agua y la degradación de la profundidad causada por el sedimento de arena, arcilla y lutita.

Fig. 5.1 Fluctuaciones en el nivel de las presas.<sup>1</sup>

### CONTROL DE POZOS SOMEROS (poco profundos).

El caso más severo en el control de una manifestación ocurre cuando la tubería de revestimiento no ha sido colocada, es decir, cuando se está perforando el pozo superficial. En estas zonas poco profundas, el gradiente de fractura de formación es bajo y generalmente no resistirá la presión estática, lo que originará un reventón.

El problema más peligroso es la pérdida del barco de perforación debido a (1) la pérdida de la flotación, (2) la entrada de agua a secciones abiertas del barco que causan el hundimiento o (3) el incendio del gas. Si el reventón no ocurre, el gas puede ser expulsado directamente debajo del barco, lo cual reducirá su movilidad.

Cuando las manifestaciones ocurren en esta situación, se ha observado que el fluido de perforación en el riser, que conduce al fluido desde el lecho marino hasta el buque, puede ser evacuado y reemplazado con gas de baja densidad.

---

Para compensar este problema muchos operadores han establecido normas para asegurar que el riser no sea completamente evacuado al permitir que las bombas de lodo continúen corriendo o introduciendo agua al riser a través de la válvula de fondo del riser.

### **Descripción del yacimiento.**

Para que ocurran presiones anormales se requiere una presión mayor en el estrato que se encuentra arriba del yacimiento. Como este tipo de estratos no se encuentran en zonas poco profundas, se considera que la presión en el yacimiento es normal a su respectiva profundidad.

El volumen del yacimiento se ha observado que es menor en comparación con un yacimiento de gas comercial. Este volumen, sin embargo, es generalmente suficiente para un reventón de un extenso periodo de tiempo en algunos casos. Debido a que la permeabilidad de la roca en estas zonas es usualmente alta, un pequeño volumen de gas puede causar un problema debido al gasto que se maneja en el pozo.

Se debe poner énfasis en la detección de estas zonas, las cuales se detectaban recientemente por ensayo y error. Los trabajos de sísmica han tenido dificultad en encontrar las zonas problemáticas debido a la pequeña área extendida de los yacimientos y a la baja resolución sísmica en zonas poco profundas.

### **Medidas para el control de manifestación.**

Los manifestación en zonas poco profundas no pueden ser cerrados o matados usando procedimientos convencionales debido al bajo gradiente de fractura de la formación. El procedimiento de control del pozo generalmente utilizado en estos casos es el de dirigir la manifestación fuera del equipo para permitir el vaciado del yacimiento. Para lograr esto se utilizan desviadores. (Los cuales se describieron en el capítulo 2 )

Otra técnica utilizada para matar una manifestación superficial es utilizar un bache de alta densidad de sobrecarga de lodo en el fondo del pozo inmediatamente arriba de la manifestación. Este procedimiento se diseñó para matar la manifestación sin exceder el gradiente de fractura.

Los empacadores de perforación expandibles han sido utilizados para encerrar la manifestación. El empacador es colocado en las secciones bajas de la sarta de perforación, se diseñó para expandirse y sellar el pozo en caso de una manifestación. Este procedimiento evita el flujo de un fluido incontrolable dentro del pozo sin fracturar las formaciones poco profundas.

Una técnica para detectar las zonas con problemas potenciales y evitar las manifestaciones de este tipo ha sido perforar pozos piloto de diámetros pequeños. Debido a que la mayoría de las formaciones a esas profundidades son presiones normales, los reventones ocurren a causa de los grandes volúmenes de gas asociado al lodo en la superficie, este proceso causa una disminución en la presión hidrostática permitiendo el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo.

---

## **MANIFESTACIÓN DEBAJO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.**

Cuando la tubería de revestimiento es colocada a una profundidad que permite al gradiente de fractura exceder la densidad equivalente de lodo a causa de la manifestación, los procedimientos convencionales pueden ser implementados para controlar la manifestación.

Los procedimientos de cierre en perforaciones de aguas profundas son diferentes a los procedimientos con equipo estacionario tal como equipo autoelevable de perforación y equipó terrestre. En las perforaciones de aguas profundas el barco flotante se mueve verticalmente de acuerdo al oleaje. El movimiento del barco puede causar el movimiento de la sarta de perforación el cual posteriormente puede causar fallas en los preventores que se encuentran en el mar.

Para compensar este problema, se ha desarrollado un procedimiento en el cual los preventores anulares de arietes son cerrados y la junta de la sarta de perforación se apoya en los arietes. Estos arietes soportaran todo el peso de la sarta, evitando que la tubería se mueva mientras las operaciones para matar el pozo se llevan a cabo.

Los arietes de corte son colocados cerca del fondo del arreglo de preventores por si fuera necesario cortar la sarta de perforación antes del movimiento del barco de perforación en caso de un reventón.

Los arietes de tubería inferiores deben ser usados en las líneas de estrangular superiores o en bridas las cuales se necesitaran para cerrar el pozo sin ser necesario el corte de la sarta.

### **Longitud de las líneas de estrangular.**

La longitud de las líneas de estrangular es importante en operaciones de perforación de aguas profundas por varias razones, tal como las perdidas de presión por fricción, diámetros pequeños y los volúmenes que pueden permitir el desplazamiento de todo el fluido en tiempos cortos.

Las pérdidas de presión por fricción en líneas de estrangular largas ha sido llamado "efecto oculto del estrangulador". Como se puede ver en la Fig. 5.2 se necesitaran 233 [psi] para bombear un gasto de 200 [gal/min] a través de una línea de estrangular de 2.5 [pg] de diámetro interno y con un tirante de agua 1500 [pie] bajo las condiciones dadas. Esta presión se requiere en la base de la línea de estrangular. La pérdida de presión por fricción ocurre debajo de los preventores, como se puede ver en la Fig. 5.3. Esto incrementa la posibilidad de fractura de la formación.

Se ha desarrollado un procedimiento para evitar que el "efecto oculto" de pérdida por fricción sea transmitido a la formación durante el control de la manifestación. Este se realiza normalmente estableciendo el gasto de cierre que debe circular a través del riser y no a través de la línea de estrangular. Con este procedimiento se absorben las pérdidas de presión por fricción en toda la línea de estrangular asegurando que se mantenga el balance de las presiones de fondo.

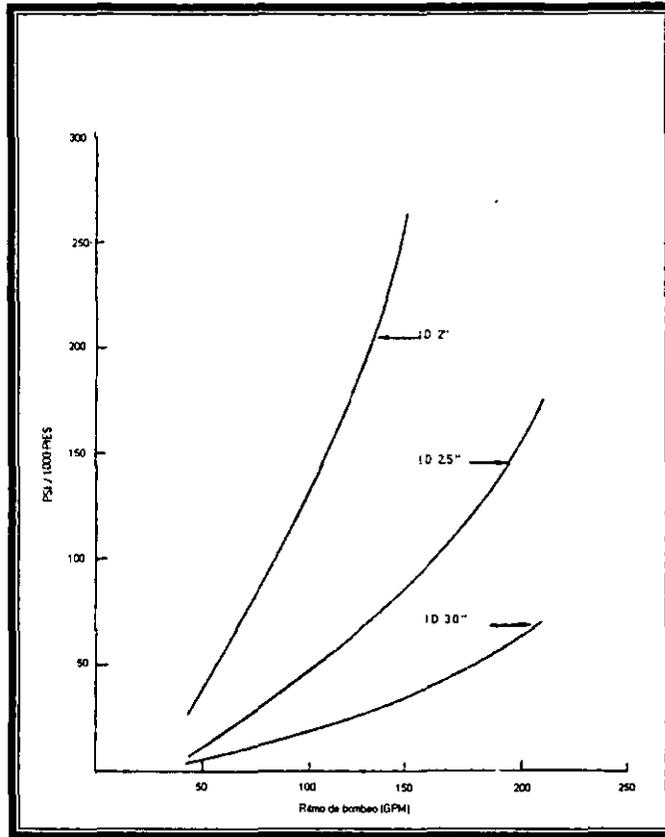


Fig. 5.2 Efecto del tamaño de la línea de estrangulación.<sup>1</sup>

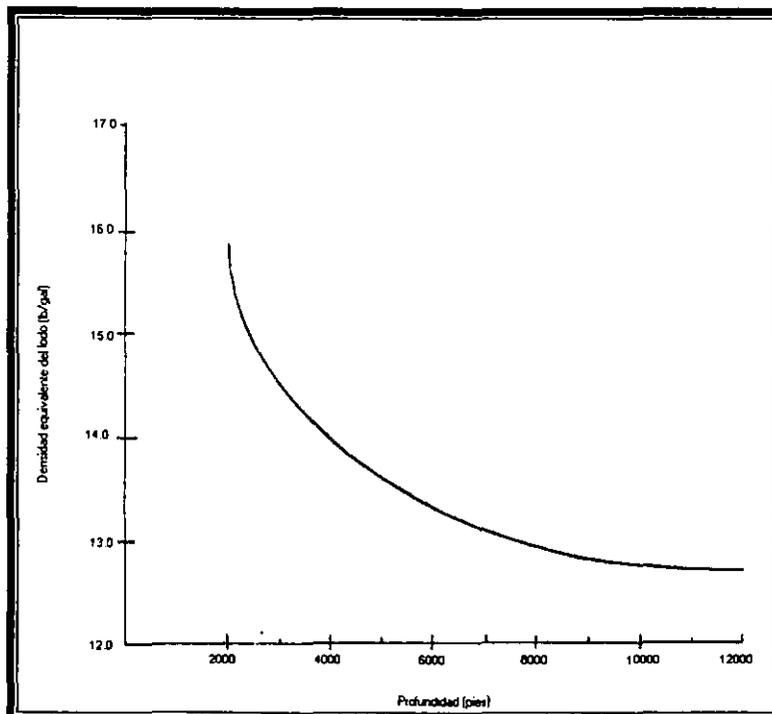


Fig. 5.3 Densidad equivalente debido a la fricción en la línea de estrangulación.<sup>1</sup>

Aunque el gasto de cierre se utilizará en el riser, es útil conocer las pérdidas de presión por fricción en la línea de estrangular. Si ocurriera una manifestación, estas presiones deben ser conocidas para determinar la presión de bombeo apropiada si no se hubiera establecido una previamente.

Se recomienda que se establezcan varios gastos de cierre. El equipo de bombeo debe ser usado para determinar las presiones a bajos gastos dentro de un rango de 1-3 [bbl/min] y de  $\frac{1}{2}$  [bbl/min].

El desplazamiento a través de la línea de estrangular es quizás el problema más grande en el control de pozos de aguas profundas. Como los fluidos de una densidad desplazan a fluidos de otra densidad en la línea de estrangular, la presión hidrostática en el espacio anular cambiará rápidamente, para lo cual se necesitarán ajustes repentinos y drásticos del estrangulador. Este es esencialmente un problema de dos partes basado en (1) el ajuste frecuente de la presión en la TR y (2) el poco tiempo que se tiene para hacer el ajuste del estrangulador debido al gasto al cual la línea está siendo desplazada.

Algunas de las soluciones que minimizan la severidad de estos problemas son:

- Utilizar gastos bajos de desplazamiento en la línea utilizando bajos volúmenes de bombeo.
- Utilizar ambas líneas de estrangular para incrementar el tiempo de desplazamiento.
- Emplear diámetros grandes en las líneas que incrementen el volumen desplazado.
- Utilizar estranguladores marinos y permitir que el flujo entre al riser y desviarlo a la superficie.

El desplazamiento inicial ocurre cuando el bombeo comienza y el fluido de perforación entra a la línea de estrangular. Esto puede ser remediado, por circulación inversa por la línea de estrangular con los arietes anulares inferiores cerrados antes de iniciar la operación para matar el pozo.

## **MANIFESTACIONES DESPUÉS DE UNA CEMENTACIÓN.**

Las manifestaciones y reventones después de una cementación tienen problemas similares a los anteriormente mencionados. Aunque las manifestaciones en esta situación son dramáticas, los reventones resultantes de la filtración de gas a través del cemento pueden producir problemas tal como aumentos en la presión de otras zonas que afectaran el desplazamiento de la perforación y la pérdida de hidrocarburos.

### **Manifestación de gas a través del cemento.**

Suponiendo que la cementación fue terminada sin problemas de gas en el fluido de perforación, pérdida de circulación o de cemento, entonces la circunstancias que permiten el flujo de gas y provocan una manifestación se ilustran en la Fig. 5.4.

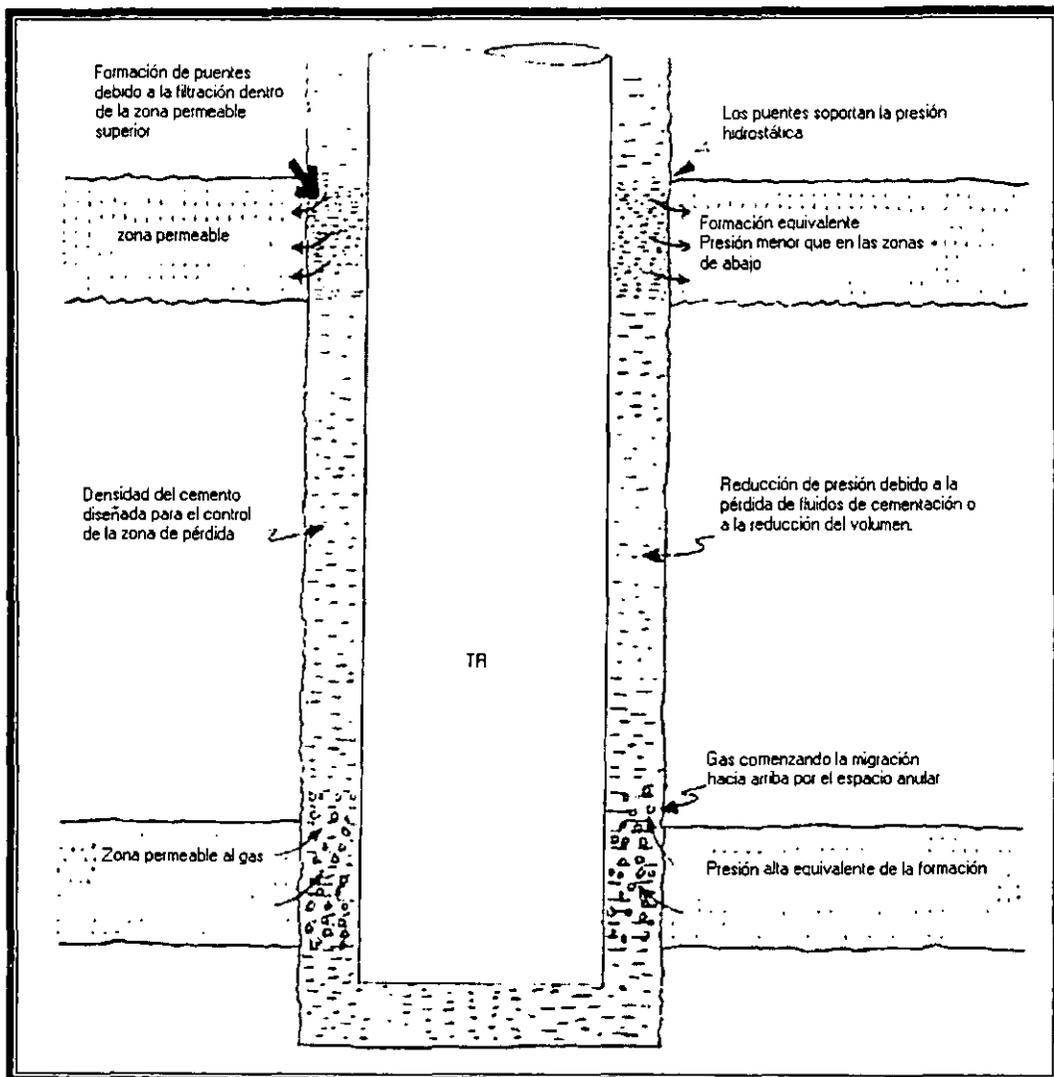


Fig. 5.4 Ilustración de las circunstancias envueltas en las manifestaciones de gas a través de la cementación.<sup>1</sup>

Una o más zonas permeables deben existir arriba del intervalo de gas con presiones menores a la del intervalo de gas. El cemento debe ser colocado en la zona superior y soportar la presión hidrostática del fluido de perforación, después de que el cemento ha sido colocado la presión en el intervalo inferior debe reducirse por debajo de la presión de formación al mismo tiempo que ocurre el flujo de gas. Si el sello de cemento colocado en la parte superior no puede evitar la migración de gas, el flujo se incrementará y aumentará el gasto debido a la reducción de la presión hidrostática en el espacio anular.

El asentamiento del cemento es función de varios parámetros, como la temperatura. Los estudios han demostrado que la máxima temperatura de circulación no es la del fondo del pozo sino 1/3 de la distancia desde el fondo. Esto tiende a causar que el cemento se coloque arriba del fondo del pozo, y si la presión de formación se incrementa como se observa en la Fig. 5.5, la presión diferencial en la zona superior causaría el asentamiento del cemento.

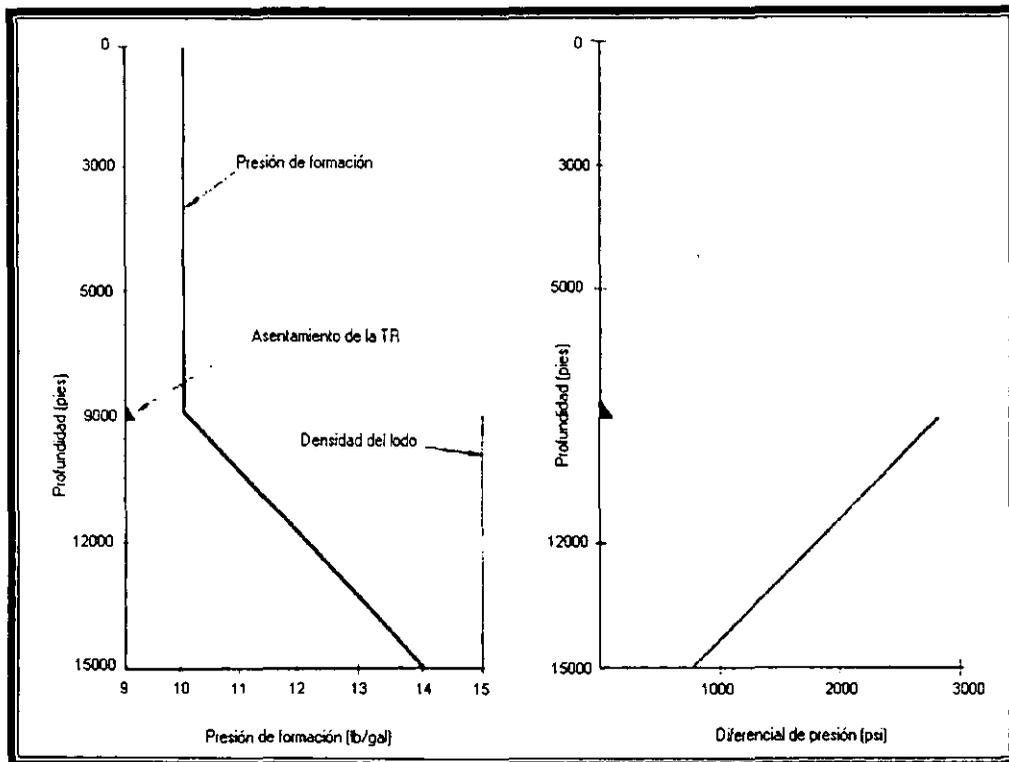


Fig. 5.5 La densidad alta del lodo para el control de la presión de formación puede causar grandes cantidades de presión diferencial.<sup>1</sup>

Una vez que el cemento ha sido colocado en la zona superior y empieza a soportar parcialmente la presión hidrostática, la presión del cemento se reducirá a causa de la pérdida de agua de la lechada. Si la pérdida de agua es suficiente para permitir que la presión del fluido sea menor a la presión de formación puede ocurrir una manifestación.

Otra causa de la reducción de la presión en el cemento se debe al encogimiento del cemento. Las pruebas han mostrado que el cemento tiende inicialmente a encogerse por la temperatura y presión dentro del pozo. Si se encoge el cemento, la presión se reducirá porque el volumen de cemento será menor, para evitar esto se emplean aditivos que provocan la expansión del cemento desde las condiciones iniciales.

### Reducción de las manifestaciones de gas a través del cemento.

Los procedimientos apropiados para una cementación incluyen el uso de accesorios de cementación tal como centradores, condiciones apropiadas del pozo antes de la cementación y descargar la presión superficial antes de colocar el cemento para evitar la formación de grumos. La operación debe ser controlada para evitar la pérdida de circulación, la lechada de cemento debe ser empleada con aditivos para evitar las manifestaciones, los agentes retardadores deben ser mezclados con los baches de cemento para asegurar la colocación de la lechada y la pérdida de fluido del cemento debe reducirse lo menos posible.

## OPERACIONES DE "SNUBBING" Y "STRIPPING".

Cuando la sarta de perforación es sacada del pozo, una manifestación pueden ocurrir como resultado del efecto de sondeo, es decir, al sacar la tubería rápidamente se succionan los fluidos y se reduce la presión hidrostática del lodo debajo de la barrena o también por un inapropiado llenado del pozo.

Como la barrena no esta en el fondo del pozo en estos casos, la densidad del fluido de control puede ser alta y en algunos casos sobrepasará los rangos (Fig. 5.6). Cuando esto ocurre, es necesario bajar la sarta de perforación mientras se mantiene una presión superficial apropiada para evitar un flujo adicional de los fluidos de la formación. El procedimiento apropiado de control en estas circunstancias con los preventores cerrados se llama "Stripping" o "Snubbing".

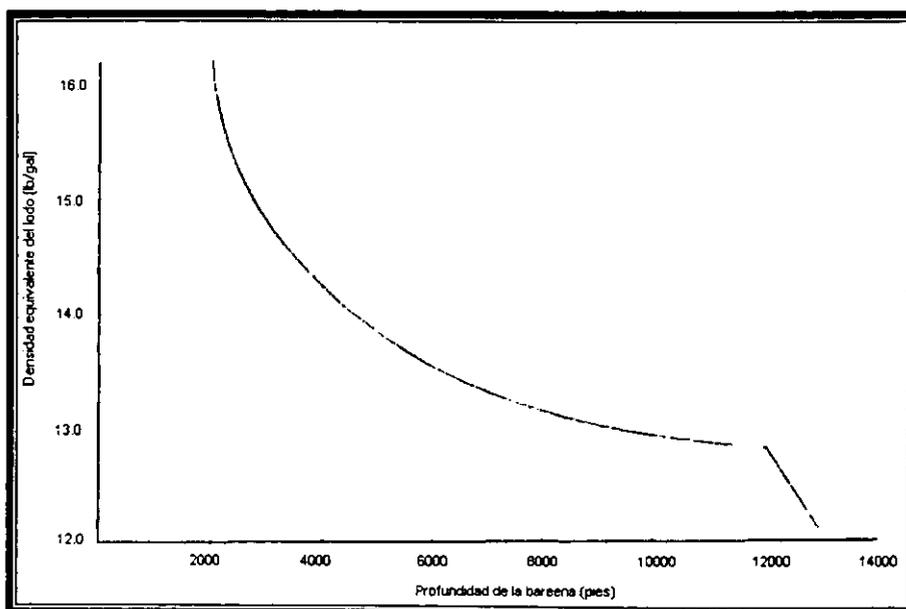


Fig. 5.6 Densidades requeridas para el lodo de matar para varias profundidades de la barrena cuando ocurre una manifestación mientras se están haciendo operaciones de "Stripping".<sup>1</sup>

Las operaciones de "Stripping" y "Snubbing" son los procesos en los cuales la sarta de perforación se mueve dentro del pozo para lograr un propósito específico. El caso general ocurre cuando la tubería es bajada dentro del pozo para matar una manifestación inducida, mientras que en otros casos se necesitará que la tubería sea sacada del pozo para realizar alguna operación.

La diferencia entre "Stripping" y "Snubbing" se basa en la forma de actuar de la presión de la manifestación sobre la sarta de perforación y la cantidad de sarta que se encuentra dentro del pozo antes de la manifestación. Si la fuerza resultante ascendente ejercida por la presión de la manifestación excede el peso de la sarta, la tubería es introducida o sacada a presión del pozo (Snubbed). Si el peso es más grande que la fuerza ascendente entonces la tubería debe ser bajada aprovechando su peso (Stripped). Ambas operaciones se realizan a pozo cerrado.

## Equipo para la técnica de "Snubbing".

Este equipo puede ser mecánico o hidráulico y frecuentemente consiste de preventores especiales para el control de la presión.

"Snubbers" mecánicos.

Este tipo de equipo utiliza una maquinaria para forzar a la sarta de perforación, ya sea para sacarla o introducirla al pozo (Fig. 5.7). El equipo de "Snubbing" consiste de un grupo de "Snubbers" viajeros para forzar el movimiento de la tubería bajo presión y de un grupo de "Snubbers" fijos para prevenir el movimiento de la tubería cuando los "Snubbers" viajeros están trabajando. Una línea de acero a través de la polea viajera es usada para sujetar los "Snubbers" viajeros. Esta línea se emplea para transmitir una fuerza descendente balanceada a los "Snubbers" viajeros conforme el bloque es elevado y elimina la tendencia al pandeo de la tubería aplicando fuerzas descendentes iguales. Los pesos balanceados automáticamente elevan los "Snubbers" viajeros a una nueva sección de la tubería cuando el bloque viajero es bajado. Los "Snubbers" fijos son la sección más baja en el aparejo del "Snubbing", son diseñados como la mayoría de los preventores para aprovechar la presión del pozo.

El ensamble para el control de la cabeza que se usa para proporcionar una presión de sellado entre la tubería de revestimiento y la tubería de perforación consiste de un control superior para la cabeza, un control auxiliar para la cabeza, un control de seguridad para la cabeza y un manifold. Los controles para la cabeza son operados hidráulicamente para abrir y cerrar rápidamente los arietes. Los controles superiores y auxiliares para la cabeza emplean empaques diferentes porque tienen menos fricción por arrastre durante el movimiento de la tubería y es más fácil de colocar que el ariete de goma estándar utilizado en el control de seguridad de la cabeza.

La forma en que el ensamble de control para la cabeza se coloca depende de la configuración del arreglo de preventores que se este usando durante la perforación. El ensamble para el control de la cabeza será normalmente acompañado del arreglo de preventores esféricos.

Después de que el equipo ha sido instalado y la presión ha sido probada, la primer junta de la tubería de perforación que tiene una válvula de contrapresión se baja dentro de la parte superior de la cabeza y los arietes son cerrados.

El aparejo de control es presurizado y los preventores de perforación son abiertos. Los "Snubbers" viajeros son desenganchados de la tubería y movidos a otro punto, se enganchan aproximadamente cuatro pies arriba de los "Snubbers" fijos. Los "Snubbers" fijos son liberados y la tubería es forzada a entrar al pozo por la elevación del bloque. Cuando los "Snubbers" viajeros alcanzan el punto inmediatamente arriba de los "Snubbers" fijos, los "Snubbers" inferiores son enganchados y los "Snubbers" viajeros son movidos arriba de la tubería para unirse a una nueva sección. Este proceso se repite para continuar el movimiento de la tubería dentro del pozo.

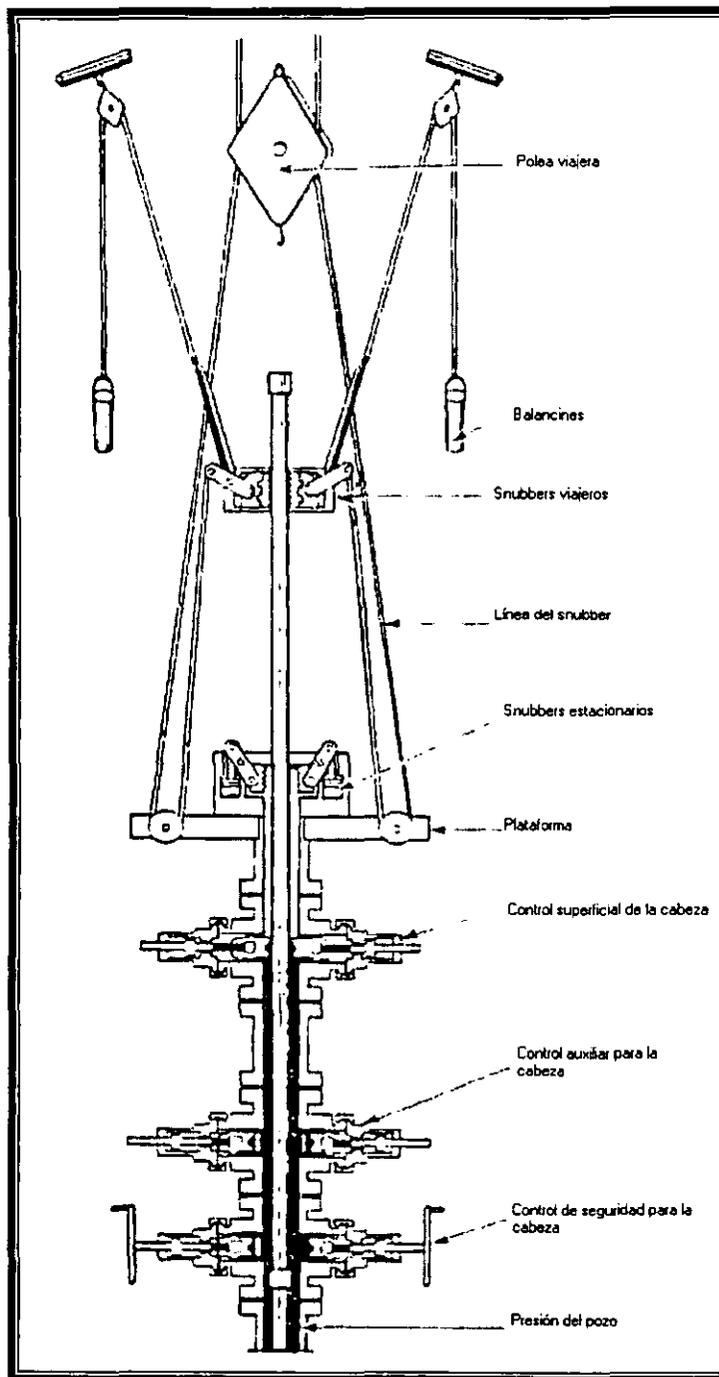


Fig. 5.7 "Snubbers" mecánicos.<sup>1</sup>

Cuando el extremo superior de la junta es sujetado, los "Snubbers" viajeros son utilizados para posicionar la junta inmediatamente debajo de los "Snubbers" fijos y arriba del control superior de la cabeza. Los arrietes auxiliares son cerrados y los arrietes superiores son abiertos antes de que la junta sea forzada a entrar entre los arrietes. Los arrietes superiores son cerrados y los arrietes inferiores son abiertos para permitir el continuo "Stripping" hasta alcanzar otra junta.

El proceso de "Snubbing" es continuo hasta que el peso de la tubería dentro del pozo sea igual a la fuerza ascendente causada por la presión del pozo que actúa en el área de la sección transversal de la tubería. En este punto llamado "punto Snubbing", la tubería se mueve fácilmente dentro del pozo sin ser metida a presión. El aparato de "Snubbing" es quitado, el bloque y el elevador son después utilizados para proceder con el proceso de "Stripping".

### "Snubbers" hidráulicos.

Las unidades de "Snubbers" hidráulicos fueron desarrolladas para aplicarse en áreas donde el "Snubbing" fuese necesario para el control del pozo pero cuando el equipo de perforación no estuviera en el pozo. La unidad hidráulica logra el mismo resultado que el "Snubber" mecánico pero este no requiere de equipo adicional. (Fig. 5.8)

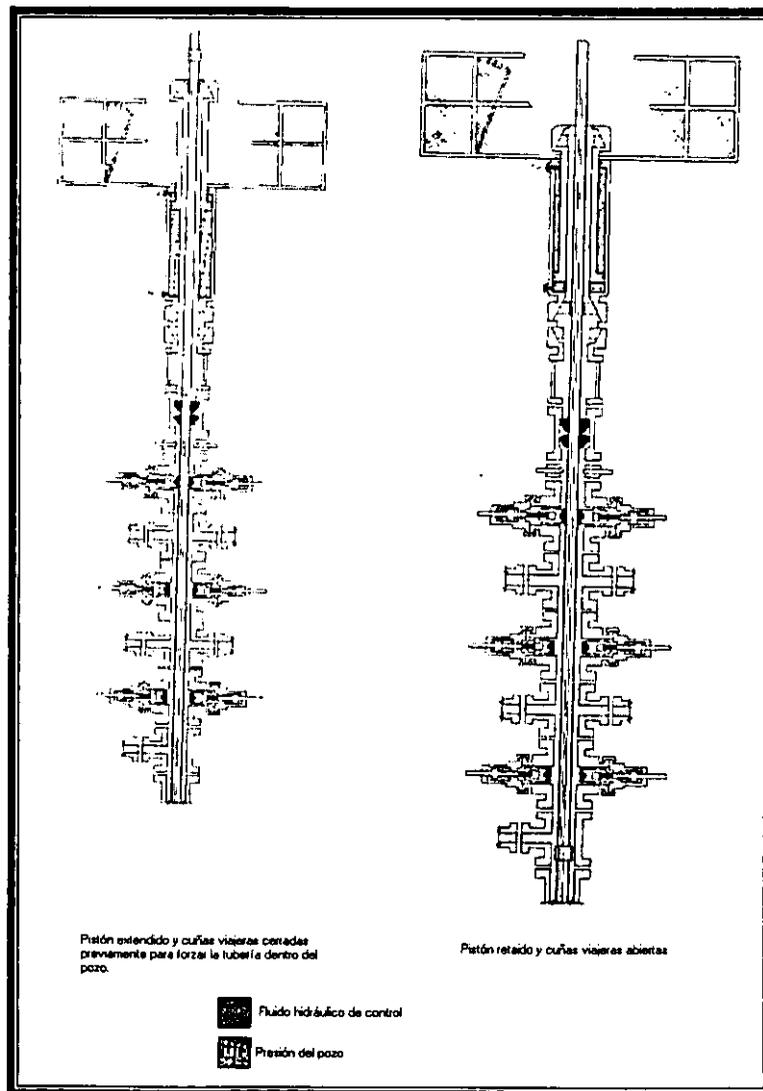


Fig. 5.8 "Snubbers" hidráulicos. <sup>1</sup>

El movimiento de la tubería causado por la unidad es reemplazado por una camisa hidráulica que genera aproximadamente 350,000 [lb] de capacidad de succión y 100,000[lb] de capacidad de presión. La camisa puede ser simple, de sistema cilíndrico grande o de sistema multicilíndrico, dependiendo del fabricante y puede tener una longitud de carrera de 10-15 [pie] para una carrera corta de la camisa y aproximadamente 36 [pie] para una carrera larga. Las unidades disponibles manejan diámetros de tubería de  $\frac{3}{4}$  [pg] a 7  $\frac{5}{8}$  [pg].

Los dos tipos de dispositivos selladores sellan el exterior de la tubería mientras se trabaja bajo presión con la unidad de "Snubbing" hidráulico. Estos son un tipo de preventores de arietes y "Strippers" de goma dura. Los "Strippers" son generalmente adecuados para controlar presiones arriba de 2,500-3000 [psi], estos elementos son construidos de goma sintética dura y tienen la capacidad de estirar los coples para permitir el paso de algunas herramientas a través de los coples.

En la operación, los arietes de trabajo inferiores son cerrados y los arietes superiores son abiertos. La presión del pozo es aliviada por el cierre de los arietes mientras la junta es bajada por la unidad hidráulica. Cuando el cople entra a la cámara igualadora, los arietes superiores son cerrados. La cámara igualadora tiene dos válvulas hidráulicas operadas desde la consola del operador, una de las válvulas desahoga la presión de la tubería de revestimiento por debajo de la del preventor sustituto inferior, la otra válvula desahoga la cámara hacia la atmósfera a través de la línea de drenaje. Antes de abrir los arietes de trabajo para permitir el paso de la junta, la válvula apropiada en la cámara es operada y la presión en la tubería de revestimiento es desahogada hacia la cámara, la tubería puede ser desplazada al fondo del pozo.

## **PROCEDIMIENTOS PARA EL CONTROL DE LAS OPERACIONES DE "STRIPPING" Y "SNUBBING".**

Sin importar el equipo usado durante los procesos de movimiento de tubería , procedimientos adecuados para el control de la presión deben ser ejecutados para asegurar que fluido adicional de la formación no será permitido dentro del pozo y que tampoco se tendrá una presión excesiva que pudiera fracturar la formación. Los dos procesos que regularmente son mas usados son le método volumétrico y el método de presión. Aunque el método volumétrico es mas fácil de comprender inicialmente, el método de presión puede ser mas exacto debido a la facilidad que tiene este para ser implementado.

### **Método volumétrico.**

Conforme la tubería es movida dentro del pozo, las presiones observadas en la superficie tenderán a incrementarse debido a la compresión de los fluidos atrapados en el pozo. Si se permite que la compresión continúe, la presión eventualmente obtendrá un valor el cual pueda fracturar la formación. Para compensar esta compresión, un volumen de lodo que sea igual al volumen de la tubería forzada dentro del pozo es permitido que escape a la superficie.

El volumen de la tubería será el desplazamiento de la tubería mas la capacidad de la tubería (Ejemplo 5.1). Conforme una sección de la tubería es bajada dentro del pozo, el estrangulador es usado para permitir que un volumen de lodo desde el pozo igual al total del desplazamiento de la tubería escape, el cual será el desplazamiento de la tubería mas la capacidad de ésta.

Ejemplo 5.1 Se desarrolló una manifestación en un pozo mientras la tubería se estaba sacando para colocar una nueva barrena. Si la tubería esta siendo bajada a presión dentro del pozo utilizando el método volumétrico para el control del pozo, ¿Qué cantidad de lodo debe ser permitido que escape por cada 93 pies de tubería corrida dentro del pozo y por cada 31 pies? Usar los datos de abajo.

Diámetro de la tubería = 3 ½ pg.

Peso de la tubería = 13.3 lb / pie.

Desplazamiento de la tubería = 0.0054 bbl / pie.

Capacidad de la tubería = 0.007421 bbl / pie.

Solución.

$$\begin{aligned} (1) \text{ Desplazamiento total} &= \text{desplazamiento} + \text{capacidad} \\ &= (0.0054 + 0.007421) \text{ bbl / pie} \\ &= 0.012821 \text{ bbl / pie} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} (2) \text{ Por cada 93 pies} & \\ &= 93 \text{ pies} * 0.012821 \text{ bbl / pie} \\ &= 1.192 \text{ bbl / 93 pies de tubería.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} (3) \text{ Por cada 31 pies} & \\ &= 31 \text{ pies} * 0.012821 \text{ bbl / pies} \\ &= 0.397 \text{ bbl / 31 pies de tubería.} \end{aligned}$$

El ejemplo 5.1 muestra el problema asociado con le método volumétrico. En el ejemplo, correr los 93 pies de tubería requería que 1.192 barriles de lodo dejen el pozo para proveer un apropiado control. La dificultad surge en mantener el lodo que sale exactamente en este valor y no en alguno ligeramente mayor debido a alguna operación impropia con el estrangulador. En algunos casos reportados de campo, un volumen del 50% mayor que el volumen calculado fue permitido que escapara desde el pozo causando un flujo adicional dentro del pozo y resultando en grandes presiones de superficie.

### Método de presión.

Las presiones superficiales son las necesarias para balancear la presión de fondo de la formación y prevenir un mayor flujo de fluidos de la formación. El método de presión para las operaciones donde se corre la tubería a presión emplea el mismo concepto con excepción de que la presión dinámica es sustituida por la presión estática impuesta por los preventores. Este método provee una mayor exactitud del fluido de control por lo tanto es aplicable para movimientos de la tubería hacia dentro y fuera del pozo, mientras que el método volumétrico es mas aplicable para movimiento de la tubería hacia dentro del pozo.

Un diagrama del equipo necesario para el método de presión es mostrado en la Fig. 5.9. El equipo usado en este procedimiento debe estar disponible en la mayoría de las locaciones y por tanto requiere solo una pequeña cantidad de preparaciones especiales. La salida de la bomba es dirigida hacia el estrangulador y esta diseñada para suplir la presión necesaria para propósitos de control. El lado corriente abajo del estrangulador regresa el lodo al tanque viajero donde este es levantado por la bomba. Una pequeña línea de retorno puede ser conectada entre el niple de campana y el tanque viajero para recuperar cualquier lodo que escape a través de los preventores.

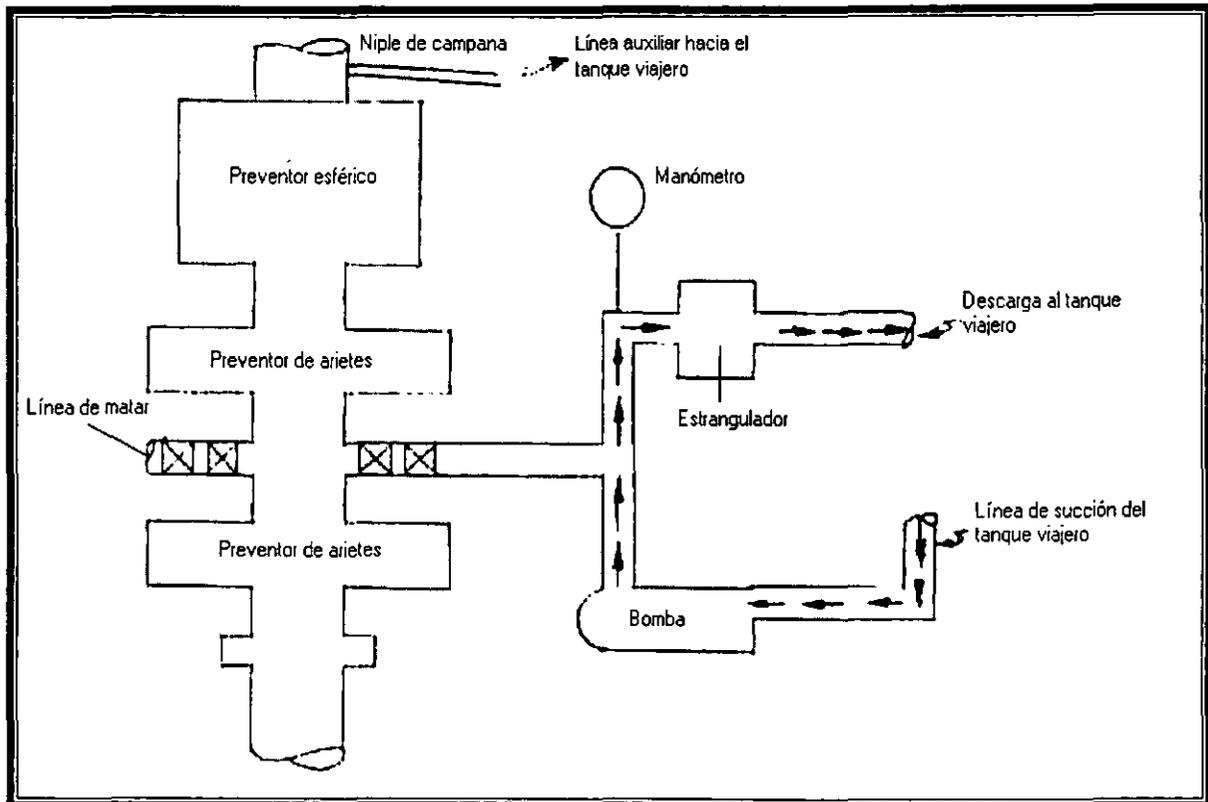


Fig. 5.9 Diagrama del equipo usado en el método de presión para correr tubería a presión.<sup>1</sup>

El procedimiento es implementado al prender la bomba y usar el estrangulador para el control de la presión en un valor ligeramente mayor que la presión del pozo. La válvula de control es abierta y el movimiento de la tubería comienza. Mientras la presión de confinamiento sea mayor o igual a la presión necesaria para el control del pozo, no ocurrirá flujo adicional. El método de presión puede ser monitoreado durante el proceso para asegurar la efectividad de este, mediante el registro del volumen incrementado en el tanque viajero. Este incremento debe ser exactamente igual al calculado como el desplazamiento total como se mostró en el ejemplo 5.1.

La principal ventaja del método de presión sobre el método volumétrico es la manera en la cual le es permitido escapar al fluido en la superficie. En el método volumétrico, el procedimiento alterna entre un estado dinámico y un estado estático, mientras que en el método de presión es un estado dinámico durante todo el proceso.

El método de presión es aplicable para movimiento de tubería en ambas direcciones verticales mientras que el método volumétrico está esencialmente limitado para movimientos de tubería hacia dentro del pozo.

La migración ascendente de fluido en el pozo debe ser tomada en cuenta cuando el fluido de la manifestación es gas. La migración resultará en una expansión del volumen causando expulsión adicional de fluido en la superficie y necesariamente una presión de confinamiento mayor. Para compensar esto con el método de presión, la presión del estrangulador debe ser incrementada en una pequeña cantidad ( $\pm 50$  psi) cuando es observado que la presión original en la TR no es suficiente para el control del pozo. Si el método volumétrico es usado, el mismo incremento de presión debe ser hecho.

La entrada de la sarta dentro de la columna de fluido de la formación causará que la presión de confinación se incremente debido a la elongación de la columna de fluido (Fig. 3.10). Cuando esta entrada es notada en superficie, el movimiento de la tubería dentro del pozo debe continuar hasta que la presión se aproxime a el nivel máximo seguro o hasta donde la tubería deba ser movida a través del fluido de la formación, tiempo en el cual el fluido de la formación debe ser circulado fuera del pozo.

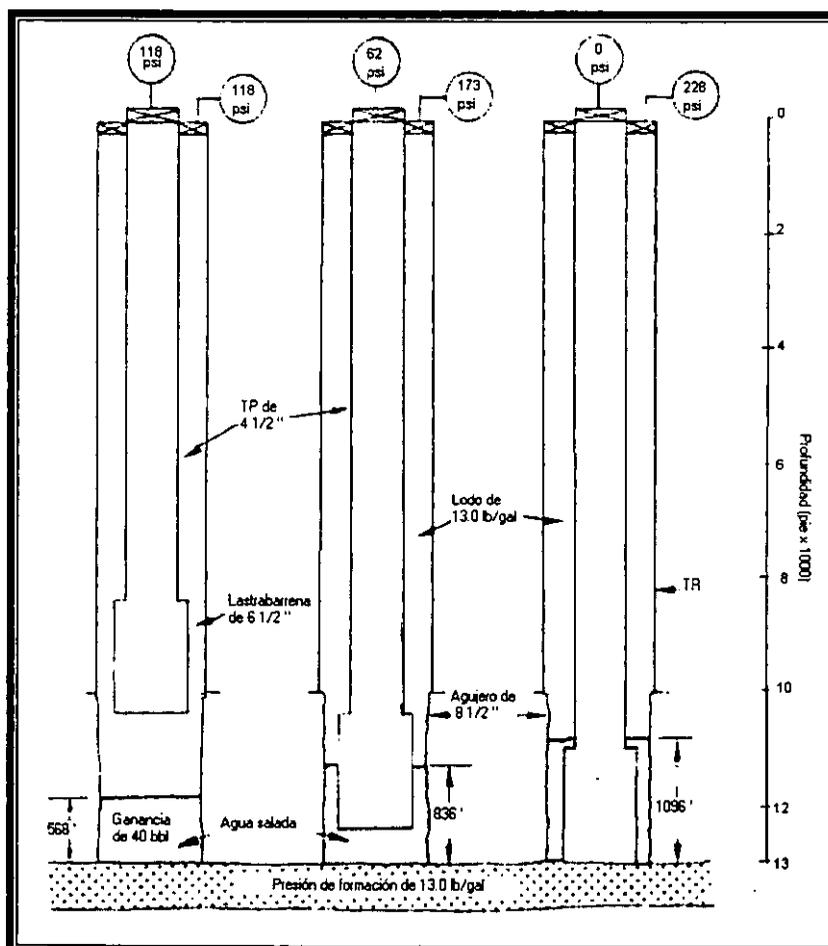


Fig. 5.10 Entrada de la sarta de perforación dentro de la columna de fluido de la formación.<sup>1</sup>

Cuando el corrimiento de la tubería hacia el fondo ha sido terminado, el fluido de perforación debe ser circulado para limpiar el pozo. La densidad para el control del pozo necesariamente debe ser la misma que la usada antes de que ocurriera la manifestación. Aunque un margen de un viaje con la densidad del lodo para matar es necesitado para el control de las presiones de sondeo, no se necesita peso adicional del lodo para el control de la presión. Este punto es regularmente mal entendido y ha resultado en pérdida de muchos pozos, debido a que se fractura la formación como resultado de la circulación de un lodo excesivamente pesado después de que el proceso de corrimiento de la tubería fue exitoso.

### **PRUEBAS DE PERFORACIÓN.**

Cuando se está perforando un pozo, es regularmente deseable probar el potencial de productividad de varias formaciones para determinar el curso futuro del pozo. Estas pruebas, generalmente conocidas como pruebas de perforación, pueden ayudar en la selección de la profundidad de colocación de la tubería de revestimiento y también pueden ser usadas para evitar costosas colaciones y sartas de perforación innecesarias. Las pruebas de perforación pueden ser usadas para recolectar muestras de fluidos de la formación o para realizar pruebas de presión en algunas zonas para determinar la extensión y capacidad de flujo. Aunque las pruebas son benéficas para la toma de decisiones, estas no proponen nada especial para los problemas de control de pozos.

El equipo usado en las pruebas de perforación usualmente consiste en tubería de perforación, un empacador, y sistemas de control superficiales como son estranguladores y manifolds especiales. El empacador es diseñado para aislar la formación de interés de las secciones superiores del agujero descubierto y debe tener la capacidad de permitir flujo entre la tubería de perforación y el espacio anular con la formación aislada. El manifold es usado para cambiar la dirección del flujo conforme sea necesario hacia la tubería de perforación, el área señalada, o las unidades de bombeo.

Los principios usados en las pruebas de perforación están basados en la reducción de la presión hidrostática por debajo de la presión de la formación en la zona de prueba mientras se mantiene una presión constante en las otras secciones del agujero descubierto. Esto generalmente es logrado por la colocación del empacador inmediatamente arriba de la zona de prueba y después se debe realizar una reducción de la presión hidrostática en la tubería de perforación por algún método. La reducción de la presión permitirá a los fluidos de la formación entrar al pozo y fluir a través de la tubería de perforación hacia la superficie. Después de que la prueba es completada, el empacador es manipulado de una manera que aisle la formación y permita fluidos de la formación en la tubería de perforación para ser desplazados con el fluido de perforación (Fig. 5.11).

Las pruebas de flujo a través de la tubería de perforación presentan varios problemas. Conforme los fluidos de baja densidad se desplazan en la tubería, la presión estática superficial debe ser incrementada para mantener el control del pozo (Ejemplo 5.2). En las pruebas de flujo de los pozos, el equipo puede comenzar a gotear y exponer fluidos de la formación en la superficie. El problema de un manejo seguro de grandes volúmenes de aceite y gas en la superficie debe ser tomado en cuenta.

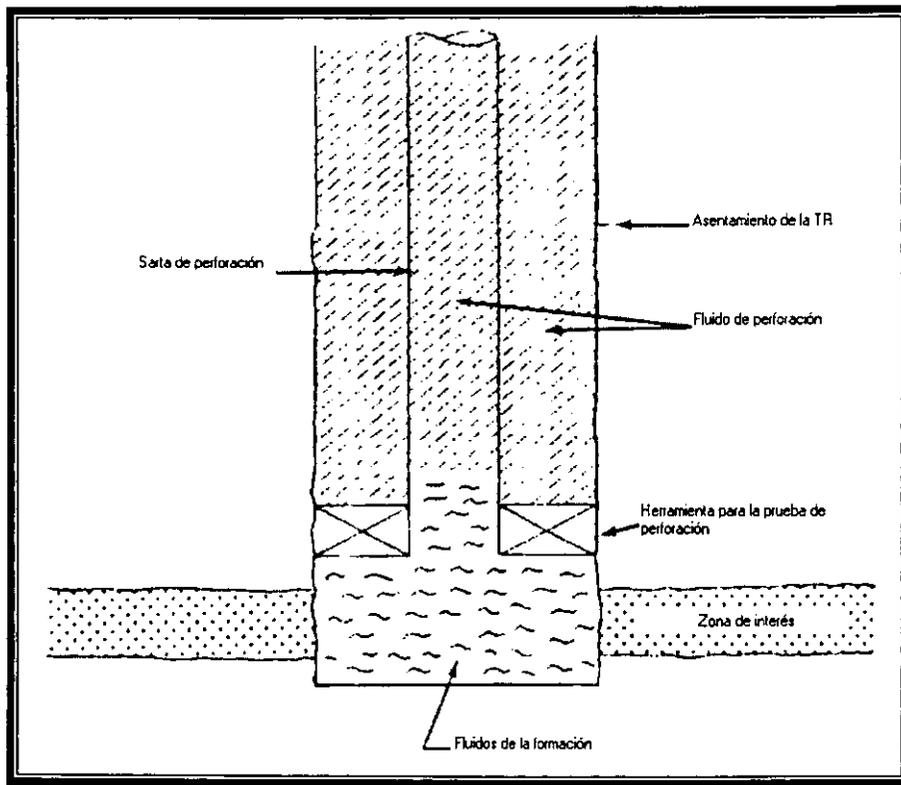


Fig. 5.11 Diagrama de la posición de la herramienta de la prueba de perforación. <sup>1</sup>

Ejemplo 5.2 Asumiendo que una zona productora de aceite existe a 13,000 pies con una presión de formación equivalente a 14.0 lb / gal de lodo. Si el aceite tiene una gravedad específica de 0.5. ¿Cuál será la presión estática de superficie durante la prueba de perforación?

Solución.

- (1) Presión de formación =  $0.052 * 14.0 \text{ lb / gal} * 13,000 \text{ pies}$   
= 9,464 psi
- (2) Presión hidrostática del aceite =  $0.052 * (0.5 * 8.33 \text{ lb / gal}) * 13,000 \text{ pies}$   
= 2,815 psi
- (3) Presión en superficie = Presión de la formación – Presión hidrostática del aceite  
= 9,464 psi – 2,815 psi = 6,649 psi

Después de que la prueba ha sido completada, el pozo debe ser matado antes de que la perforación sea continuada. El procedimiento para matar al pozo envuelve desplazamiento de los fluidos de baja densidad de la tubería de perforación así como debajo del empacador. La parte mas difícil del procedimiento es desplazar los fluidos debajo del empacador debido a la incapacidad para circular fluido de perforación en este intervalo.

---

Si este fluido no es completamente removido del pozo mientras el empacador esta en el pozo, esto puede causar una manifestación al sacar el empacador del pozo o cuando se retome la perforación.

### **DETERIORO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.**

Durante el curso normal de las operaciones para matar a un pozo, el fluido de perforación es circulado hacia abajo por la sarta de perforación y hacia arriba por el espacio anular. En esta trayectoria del flujo la tubería de perforación es sometida a un gran esfuerzo para resistir la presión de circulación del lodo bombeado para matar el pozo. Por lo tanto pueden ocurrir problemas que dañen la utilidad de la sarta de perforación y por consiguiente se necesiten procedimientos inmediatos para remediarlo. Estos problemas pueden ser una agujero, o una oquedad, en la sarta de perforación o la barrena y una obstrucción o taponamiento que dificulten la circulación.

#### **Agujero en la sarta de perforación.**

Un agujero en la sarta de perforación es comúnmente llamado una oquedad. Este agujero es generalmente el resultado de la erosión en el metal por los fluidos de perforación y puede ocurrir en las juntas de conexión de la herramienta, en las toberas de la barrena, en una sección aislada de metal impuro de la sarta, o puede ser una fractura o grieta no detectada previamente. Un apropiado equipo de inspección localizara la mayoría de las señales que indiquen que puede suceder una oquedad antes de que estas lleguen a ser un serio problema.

El indicador más comúnmente usado para detectar una oquedad mientras se esta perforando no es el mas recomendable para usarse en el control de pozos. Cuando una oquedad ocurre durante una perforación normal, una disminución en la presión de bombeo será notada. Este indicador no es aplicable en el control de pozos debido a que durante los procedimientos para el control de pozos se tendrán fluctuaciones en la presión. Como ejemplo, un incremento en la presión de la TR podría ser interpretado erróneamente como una oquedad mientras que podría haber sido causa de la expansión del gas o un cambio en la geometría del pozo.

En el control de pozos, un continuo crecimiento de una oquedad puede eventualmente separar la sarta de perforación. Esto es un serio problema en particular si la tubería se separa cerca de la superficie.

Otro problema presentado por las oquedades en el control de pozos es la reducción de la trayectoria de circulación del lodo para matar al pozo. Si una oquedad ocurre cerca de la superficie al comienzo del procedimiento para matar al pozo, el lodo pesado saldrá de la sarta de perforación en ese punto y fluirá hacia arriba por el espacio anular. Esta salida ocasiona que el volumen en el espacio anular debajo de la oquedad quede lleno con el lodo original y los fluidos de la manifestación y no permite que estos sean desplazados. Si una oquedad ocurre cerca del fondo del pozo, la seriedad del problema disminuye.

Si una oquedad continua creciendo de tamaño, los procedimientos para el control de pozo serán mas difíciles y mas peligrosos. El incremento del tamaño de la oquedad disminuirá la cantidad de presión requerida para la circulación dando una mayor velocidad. Para un apropiado control del pozo, una nueva presión y ritmo para matar el pozo deben ser establecidas periódicamente considerando los cambios de tamaño de la oquedad. Si esto no es hecho, un exceso de presión en la TP será usado y se tenderá a fracturar la formación.

### Procedimientos para reparación.

Un importante paso en la solución de estas situaciones es localizar la oquedad. Si el punto de interés esta cerca o en la barrena, la preocupación primaria es usar la correcta presión de bombeo conforme al desgaste de la oquedad. Por otra parte, si la oquedad esta cerca de la superficie, el operador debe ejecutar inmediatamente procedimientos para evitar cortar la sarta de perforación así como una reducción de la trayectoria de la circulación.

Uno de los métodos mas comúnmente usados para determinar la profundidad de la oquedad es por la observación del número de emboladas bombeadas de lodo para matar al pozo cuando el lodo alcanza la superficie prematuramente. Aunque hay casos en los cuales este procedimiento indica profundidades debajo de la oquedad, este es el mas exacto de los métodos disponibles que pueden ser usados sin tener que utilizar herramientas de registro. El ejemplo 5.3 ilustra el procedimiento.

Ejemplo 5.3. Durante el desarrollo de una operación para matar a un pozo, el lodo para matarlo alcanzo la superficie después de habían sido bombeadas 1,200 emboladas. Usando los datos siguientes, ¿Cuál es la posible profundidad de la oquedad?

Bomba = 16 pg. x 5 pg. Duplex (90% de eficiencia).

Salida de la bomba = 0.1020 bbl / embolada.

Tubería de perforación = 4 ½ pg, 16.6 lb / pies, 12,000pies.

Capacidad de la tubería de perforación = 0.0142 bbl / pies

Lastrabarrenas = 7 x 2-pg., 1,000 pies.

Tubería de revestimiento = 9 5/8-pg., 40.5 lb / pies, 10,000 pies

Agujero descubierto = 8 ½ -pg., 3,000 pies.

Capacidad del espacio anular = 0.0562 bbl /pies.

Solución.

(1) El volumen bombeado cuando el lodo alcanza la superficie fue:

$$1,200 \text{ emboladas} * 0.1020 \text{ bbl / embolada} = 122.4 \text{ bbl.}$$

(2) La capacidad de la tubería mas la capacidad del espacio anular encima de la oquedad es igual al volumen bombeado:

$$(0.0142 + 0.0562) \text{ bbl / pies} * \text{Profundidad de interés} = 122.4 \text{ bbl}$$

$$\text{Profundidad de interés} = 122.4 \text{ bbl} / 0.0704 \text{ bbl / pie} = 1,738 \text{ pies.}$$

---

Solucionar el problema de una oquedad en la sarta de perforación es difícil. La solución depende de la localización de la oquedad, de la severidad del problema, del tiempo en el cual ocurrió dentro del proceso para matar a un pozo, y del tipo de flujo de la manifestación. Decisiones sobre el control de pozos deben ser hechas inmediatamente después de detectar una oquedad para minimizar la posibilidad de futuras complicaciones.

Una oquedad en la sarta de perforación cerca de la superficie puede ser reparada sacando la tubería bajo presión ("Stripping") hacia fuera del pozo y reemplazando la junta(s) mala. Si la tubería de perforación no contiene una válvula de contrapresión, será necesario tapar la tubería con un tapón mecánico y se necesitará una alta densidad del lodo antes de que la operación para sacar la tubería bajo presión sea inicializada. Si la oquedad está localizada a alguna distancia debajo de la superficie, el tiempo requerido para sacar la tubería y reemplazar la junta debe ser puesto en contra peso con la migración del fluido de la manifestación.

Muchos operadores han intentado resolver el problema tapando la oquedad con un material taponador. El material taponador es bombeado hacia abajo por la tubería de perforación donde este intentará salir por la oquedad. El material puede atorarse en la oquedad y tapar el agujero lo cual permitirá el movimiento de los fluidos hacia debajo de la tubería de perforación. Si el taponamiento fue exitoso, es aconsejable usar bajos ritmos de bombeo en el resto del procedimiento para matar al pozo para evitar bombear el material taponador fuera del pozo.

### **TAPONAMIENTOS DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.**

Ocasionalmente la sarta de perforación llega a ser completamente tapada durante un proceso para matar a un pozo. La causa más común es debido a un tapón de barita como resultado de añadir grandes volúmenes de material densificante en la superficie sin añadir suficientes agentes de suspensión (bentonita). Cuando esto ocurre, es necesario ya sea remover el tapón o proveer otra trayectoria de flujo a través de la barrena.

Cuando un taponamiento ocurre, puede ser posible hacer una circulación inversa en la tubería de perforación y liberar el tapón. Si esto no tiene éxito, el tapón puede tal vez ser empujado hacia abajo en la tubería de perforación con la presión de las bombas. Sin embargo este procedimiento puede formar un tapón más firme.

Si los intentos para remover el tapón fallan, una alternativa para la trayectoria de flujo del fluido debe ser provista. La sarta de perforación puede ser perforada o separada con un cortador para proveer una trayectoria. La preocupación primaria debe ser perforar o cortar en el intervalo más profundo posible. Esto usualmente será en la cima de los lastrabarrenas.

---

## CAPÍTULO 6.

### *"CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES."*

#### **CONCLUSIONES.**

La presente tesis muestra un método alternativo, no convencional, para el control de pozos llamado método dinámico, el cual ofrece la ventaja de poder controlar una manifestación con un fluido ligero y así evitar fracturar la formación. Este trabajo puede ser usado también, como un texto de apoyo para el control de pozos, ya que presenta los conceptos básicos para el control de pozos así como el equipo fundamental utilizado en dichas operaciones.

El programa presentado para la determinación del gasto de control del pozo con el método de control dinámico, tiene la ventaja de poder obtener el valor del gasto de control aún cuando los datos del pozo sean escasos, además de ser de fácil uso. El programa para la determinación del gasto de control del pozo utiliza para el cálculo del gradiente de presión el método de Orkiszewski para flujo multifásico en tuberías verticales con un régimen tipo burbuja.

Para validar los resultados obtenidos por el programa, se comparo con el modelo empleado en el ejemplo real de aplicación presentado en el capítulo 4, para lo cual se realizo una corrida del programa empleando todos los datos disponibles del pozo Cantarell 69-I. El gasto de control teórico obtenido para al pozo Cantarell 69-I en el ejemplo real de aplicación fue de 19.5 bbl/min. El gasto obtenido por el programa fue de 21 bbl/min el cual esta bastante aproximado al gasto obtenido en el ejemplo real de aplicación a pesar de no tener todos los datos exactos. El método de control dinámico fue una exitosa y eficiente forma de controlar el pozo Cantarell 69-I, pues éste arrojó un resultado muy preciso del gasto de control.

Esta técnica puede ser aplicable en casos similares y constituye un método no convencional para control de pozos.

---

## **RECOMENDACIONES.**

El método de control dinámico como se menciona anteriormente constituye un método no convencional para el control de pozos, por lo cual se recomienda que al aplicar dicho método se conozcan perfectamente las características del pozo ya que su uso es restringido.

Una de las partes fundamentales en el control de pozos es el equipo empleado para cerrar el pozo, por lo tanto se recomienda consultar previamente los manuales de los fabricantes para conocer perfectamente todas las características del equipo que será empleado en las operaciones.

Cuando se utilice el programa para la determinación del gasto de control aquí presentado, se recomienda verificar y asegurar el resultado obtenido.

Para una mayor profundidad en cada uno de los temas se recomienda consultar la bibliografía, así como la consulta de artículos recientes para mantenerse actualizado ya que la tecnología avanza a paso agigantados.

## NOMENCLATURA.

$W_2$	Densidad final de lodo en libras por galón.
$W_1$	Densidad original del lodo en libras por galón
BHP	Presión de fondo en psi.
$A_g$	Area de flujo del gas (pies <sup>2</sup> ).
$A_L$	Area de flujo del fluido de control (pies <sup>2</sup> ).
$A_m$	Area de flujo de la mezcla (pies <sup>2</sup> ).
$B_g$	Factor de volumen del gas (pies <sup>3</sup> /pies <sup>3</sup> @ c.s.).
$d$	Diámetro de la tubería (pulgadas).
$f$	Factor de fricción (adimensional).
$g_c$	Factor de conversión gravitacional ( $32.2 \frac{lb_m \cdot pie}{lb_f \cdot seg^2}$ )
$H$	Longitud vertical en análisis (pies).
$h$	Espesor de flujo del yacimiento (pies).
$K$	Permeabilidad del yacimiento (mD).
$L$	Longitud desarrollada en análisis (pies).
$M_g$	Momentum del gas a la profundidad de interés (lb <sub>f</sub> ).
$M_L$	Momentum del fluido de control (lb <sub>f</sub> ).
$P_1$	Presión superior del intervalo en análisis (psia).
$P_2$	Presión inferior del intervalo en análisis (psia).
$P_n$	Presión a la profundidad de interés (psia).
$P_{wf}$	Presión de fondo fluyendo (psia).
$q_g$	Flujo de gas (pies <sup>3</sup> /dia @ c.s.).
$q_{g(cf)}$	Gasto de gas a condiciones de flujo (pies <sup>3</sup> /seg @ P y T).
$q$	Gasto de fluido de control (pies <sup>3</sup> /seg).
$r_e$	Radio del yacimiento (pies).

---

$r_w$	Radio del pozo (pies).
$T_y$	Temperatura del yacimiento ( $^{\circ}\text{R}$ ).
$T_n$	Temperatura a la profundidad de interés ( $^{\circ}\text{R}$ ).
$v_m$	Velocidad de la mezcla (pies/seg).
$\mu_g$	Viscosidad del gas (cp).
$z_y$	Factor de desviación del gas a condiciones de yacimiento (adimensional).
$z_n$	Factor de desviación del gas a la profundidad de interés (adimensional).
$\beta$	Parámetro de turbulencia.
$\varepsilon$	Rugosidad absoluta de la tubería (pulgadas).
$\gamma_g$	Gravedad específica del gas (adimensional).
$\lambda_L$	Colgamiento sin resbalamiento (adimensional).
$\rho_m$	Densidad de la mezcla ( $\text{lb}_m/\text{pies}^3$ ).
$\rho_L$	Densidad del fluido de control ( $\text{lb}_m/\text{pies}^3$ ).
$\rho_g$	Densidad del gas ( $\text{lb}_m/\text{pies}^3 @ \text{c. s.}$ ).
$\rho_{g(cf)}$	Densidad del gas a condiciones de flujo ( $\text{lb}_m/\text{pies}^3 @ P \text{ y } T$ ).
$P_{tbg}$	Presión de la tubería del pozo de alivio (psig).
$P_f$	Pérdida de presión friccional (psi).
$P_{an}$	Presión de inyección por espacio anular del pozo de alivio (psig).
$P_{hyd}$	Componente de la BHP debido al peso hidrostático del fluido (psi).
WHP	Presión en la cabeza del pozo (psi).
$P_s$	Presión estática de formación (psig).
TVD	Profundidad vertical verdadera (pies).
$q_b$	Gasto para matar al pozo reventado (bbl/min).
$\Delta P_f$	Pérdida de presión friccional (psi).
$d_e$	Diámetro equivalente (pg).
L	Profundidad medida (MD) (pies).

---

---

$\rho_f$	Densidad del fluido (lb/gal).
$\Delta P_{fb}$	Pérdida de presión friccional, en el pozo reventado ( $P_s - \Delta P_{hyd}$ ) (psi).
$\Delta P_{fr}$	Pérdida de presión friccional, entre el pozo de alivio y el pozo reventado (psi).
$k$	Coefficiente de goteo, $k = q_b / q_r$
$q_r$	Gasto de inyección hacia adentro del pozo de alivio (bbl /min).
SIDPP	Presión de cierre en la tubería de perforación en psi.
SICP	Presión de cierre en la tubería de revestimiento en psi.
K.W.M	Densidad del lodo para matar el pozo, lb / gal.
O.W.M	Densidad original del lodo en la TP, lb / gal.

---

## BIBLIOGRAFÍA.

1. Neal, Adams J., "Well control: problems and solutions", Prentice and Records Enterprise, Inc., Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma (1994).
2. Neal, Adamas J., "Workover well control", Pennwell Publishing Co., Tulsa (1994).
3. Blount, E. M. and Soeiinah, E.: "Dynamic kill: Controlling Wild Wells a New Way", World Oil (October 1981) 109-126.
4. Ing. Francisco Garicochea, Ing. Cesar Bernal Huicochea, Ing. Oscar Lopez ortiz, "Transporte de hidrocarburos por ductos", CIPM.
5. Gillespies, J.D., Morgan, R.F. and Perkins, T.K: "Study of the potencial for an off-bottom dynamic kill of a gas well having an underground blowout", paper SPE 17254 presented at the 1988 IADC Drilling conference,
6. M.I. Carlos Osornio Vázquez, Ing. Humberto Castro Martínez, M.I. Víctor G. Vallejo Arrieta, "Control del pozo Cantarell 69-I, utilizando el método dinámico", XII Congreso latinoamericano de Perforación, Septiembre 26-29, 2000, WTC. Cd. de México.
7. Kouba, G. E. et al, "Advancements in Dynamic Kill Calculations for Blowout Wells", Paper SPE 22559, Drilling And Completion, September 1993.
8. Grace, Robert D., "Advanced Blowout & Well Control", Gulf Publishing Co., Houston (1994).
9. Adams, N. J. and Larry K., "Kicks and Blowout Control", Pennwell Publishing Co., Tulsa (1994).
10. PEMEX, Exploración y Producción, "Procedimientos y normas para el control de brotes tomo I y II"
11. Leonard, J.: "Single relief web kills arun blowout", Oil and Gas J. (Jan. 8, 1979)73-76
12. Lynch, R.D., McBride, E.J., Perkins, T.K., and Wiley, M. E.: "Dynamic kill of an uncontrolled CO<sub>2</sub> well", J. Pet. Tech. (july 1985) 1267-1275

---

**ANEXO A.*****“CÓDIGO DEL PROGRAMA..”***

```
Private Sub acerca_Click()
```

```
Form5.Show
```

```
End Sub
```

```
Private Sub ayuda_Click()
```

```
Form4.Show
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Command1_Click()
```

```
SGg = Val(txtg.Text)
```

```
P = Val(Form1.txtp.Text)
```

```
T = Val(Form1.txtt.Text)
```

```
qg = Val(Form1.txtq.Text)
```

```
dl = Val(Form1.txtdl.Text)
```

```
e = Val(Form1.txte.Text)
```

```
d = Val(Form1.txtd.Text)
```

```
Am = Val(Form1.txta.Text)
```

```
h = Val(Form1.txth.Text)
```

```
'CALCULO DE Z A LA PRESIÓN Y TEMPERATURA DE INTERÉS
```

```
A1 = 0.3265
```

```
A2 = -1.07
```

```
A3 = -0.5339
```

```
A4 = 0.01569
```

```
A5 = -0.05165
```

```
A6 = 0.5475
```

```
A7 = -0.7361
```

```
A8 = 0.1844
```

```
A9 = 0.1056
```

```
A10 = 0.6134
```

```
A11 = 0.721
```

---

```

Ppc = 756.8 - (131 * SGg) - (3.6 * (SGg ^ 2))
Tpc = 169.2 + (349.5 * SGg) - (74 * (SGg ^ 2))
Tpr = (T) / Tpc
Ppr = P / Ppc
tol = 0.001
For Z = 0.001 To 1.9 Step 0.001
  Densopr = 0.27 * (Ppr / (Z * Tpr))
  u = (A1 + (A2 / Tpr) + (A3 / (Tpr ^ 3)) + (A4 / (Tpr ^ 4)) + (A5 / (Tpr ^ 5))) * Densopr
  v = (A6 + (A7 / Tpr) + (A8 / (Tpr ^ 2))) * (Densopr ^ 2)
  w = A9 * ((A7 / Tpr) + (A8 / (Tpr ^ 2))) * (Densopr ^ 5)
  x = A10 * (1 + (A11 * (Densopr ^ 2))) * ((Densopr ^ 2) / (Tpr ^ 3)) * Exp(-A11 * (Densopr ^ 2))
  z1 = 1 + u + v - w + x
  diferencia = Abs(Z - z1)
  If diferencia < tol Then Exit For
  zobtenida = z1
Next Z
Form3.lblz.Caption = Str(z1)

'CALCULO DEL FACTOR DE VOLUMEN (Bg)

Bg = (0.02825 * z1 * T) / (P)
Form3.lblb.Caption = Str(Bg)

'CALCULO DEL GASTO DE GAS A CONDICIONES DE YACIMIENTO

qgs = qg / 86400
qgsy = qgs * Bg

'CALCULO DE LA DENSIDAD DEL GAS A CONDICIONES DE YACIMIENTO

dg = 2.7 * ((SGg * P) / (z1 * T))
Form3.lbld.Caption = Str(dg)

```

---

---

**'CALCULO DEL FACTOR DE FRICCIÓN PARA FLUJO TURBULENTO (f)** $f1 = (\text{Log}((2 * e) / d)) / \text{Log}(10)$  $f2 = -2 * f1$  $f3 = 1 / (1.74 - f2)$  $f = f3 ^ 2$ 

Form3.Iblf.Caption = Str(f)

Form3.Show

**'CALCULO DEL GASTO NECESARIO PARA MATAR AL POZO**

For i = 1 To 500 Step 0.5

 $ql = i * 0.09275$  $lam = ql / (ql + qgsy)$  $vm = (ql + qgsy) / Am$  $dm = (dl * lam) + (dg * (1 - lam))$  $de = (1 / 144) * dm$  $df = (f * dm * (vm ^ 2)) / (772.17 * d)$ 

GP = de + df

P1 = GP \* h

If P1 &gt;= P Then GoTo 1234

Next i

1234

Form2.Iblq.Caption = Str(i)

Form1.Hide

End Sub

Private Sub Command2\_Click()

Unload Me

End Sub